

**В. П. ФЕДОТОВ
Л. А. ФЕДОТОВА**

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ ГЕНЕРАТОРОВ И БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР

Учебно-методическое пособие



Министерство образования и науки Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

**В. П. ФЕДОТОВ
Л. А. ФЕДотова**

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ ГЕНЕРАТОРОВ И БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР

*Рекомендовано методическим советом УрФУ
в качестве учебно-методического пособия для студентов,
обучающихся по направлениям подготовки
140400 – Электроэнергетика и электротехника,
140200 – Электроэнергетика*

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2014

УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.271я73
Ф34

Рецензенты:

кафедра «Автоматизированные системы электроснабжения» Российского государственного профессионально-педагогического университета (завкафедрой доц., канд. техн. наук С. В. Федорова), выписка из протокола № 1 заседания кафедры от 02.09.2013 г.;

заместитель директора по проектированию департамента систем автоматизации энергоресурсов инженерной компании «Прософт-Системы» доц., канд. техн. наук В. А. Смирнов

В оформлении обложки использованы фотографии с сайтов: [https://www.google.ru/search?q=пелейная+защита+и+автоматика+подстанций\(шкафы+защит\);](https://www.google.ru/search?q=пелейная+защита+и+автоматика+подстанций(шкафы+защит);) <https://www.google.ru/search?q=силовые+трансформаторы;> <https://www.google.ru/search?q=Машзал+АЭС>

Федотов, В. П.

Ф34 Проектирование микропроцессорных защит генераторов и блоков генератор-трансформатор : учебно-методическое пособие / В. П. Федотов, Л. А. Федотова. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2014. – 222, [2] с.

ISBN 978-5-7996-1289-4

В пособии описываются типы, назначение, устройство и работа микропроцессорных защит. Приводится методика расчета параметров дифференциальных, дистанционных и токовых защит статора и ротора генераторов, защит блоков генератор-трансформатор от различных видов повреждений и ненормальных режимов работы. Рассматриваются примеры расчета параметров защит.

Предназначено для студентов и слушателей курсов повышения квалификации.

Библиогр.: 9 назв. Табл. 40. Рис. 49.

УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.271я73

ISBN 978-5-7996-1289-4

© Уральский федеральный
университет, 2014

ВВЕДЕНИЕ

Устройства релейной защиты являются одним из основных видов противоаварийной автоматики современных электроэнергетических систем (ЭЭС). Они обеспечивают ликвидацию аварийных ситуаций путем быстрого выявления и отключения поврежденных элементов ЭЭС, а также сигнализируют о ненормальных режимах работы различного оборудования.

Создание линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжения, электростанций с агрегатами большой мощности, развитие магистральных и распределительных сетей усложняют процесс управления ЭЭС в аварийных режимах, что требует постоянного совершенствования устройств релейной защиты на базе новых технических средств.

В настоящее время на всех вновь вводимых в эксплуатацию и реконструируемых объектах электроэнергетики устанавливаются микропроцессорные устройства защиты. Алгоритм функционирования измерительных органов и логической части таких защит задается программой и реализуется с помощью микропроцессоров. Использование данного принципа выполнения устройств защиты расширяет их функциональные возможности, повышает надежность действия и упрощает эксплуатацию.

Современные микропроцессорные устройства объединяют в рамках единого информационного комплекса функции релейной защиты, автоматики, измерения, регулирования и управления электроустановкой. Такие устройства в структуре автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергетического объекта являются конечными устройствами сбора и обработки информации; они получили название терминалов.

Проектирование релейной защиты является одним из этапов создания любого элемента ЭЭС. Оно включает выбор устройств защиты, подключение их к измерительным трансформаторам тока и напряжения данного элемента и расчет параметров срабатывания. Выбор устройств релейной защиты производится на основании правил устройств электроустановок и норм технологического проекти-

рования, а конкретное исполнение и расчет параметров защит выполняются в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите и документацией фирм, разрабатывающих и изготавливающих эти устройства.

В настоящем учебном пособии рассматриваются вопросы проектирования микропроцессорных защит для различных элементов главной электрической схемы электростанции с использованием аппаратуры научно-производственного предприятия (НПП) «ЭКРА» (Россия, г. Чебоксары).

1. ЗАЩИТЫ ЭЛЕМЕНТОВ ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Виды повреждений и нарушений нормального режима работы элементов главной электрической схемы электростанции (генераторы, трансформаторы, блоки генератор-трансформатор, сборные шины различных классов напряжения), из-за которых требуется установка устройств релейной защиты, и типы применяемых защит определяются Правилами устройств электроустановок (ПУЭ) [1].

1.1. ЗАЩИТЫ ГЕНЕРАТОРОВ, РАБОТАЮЩИХ НЕПОСРЕДСТВЕННО НА СБОРНЫЕ ШИНЫ ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Для турбогенераторов напряжением выше 1 кВ и мощностью более 1 МВт, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения, должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и нарушений нормального режима работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке статора;
- 3) двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе – во внешней сети;
- 4) замыканий между витками одной фазы в обмотке статора (при наличии выведенных параллельных ветвей обмотки);
- 5) внешних коротких замыканий (КЗ);
- 6) перегрузки токами обратной последовательности (для генераторов мощностью более 30 МВт);
- 7) симметричной перегрузки обмотки статора;
- 8) перегрузки обмотки ротора током возбуждения (для генераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток);
- 9) замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения;
- 10) асинхронного режима с потерей возбуждения.

Для предотвращения многофазных замыканий в обмотке статора генераторов напряжением выше 1 кВ и мощностью более 1 МВт, имеющих выводы отдельных фаз со стороны нейтрали, устанавливается продольная дифференциальная токовая защита. Защита действует без выдержки времени на отключение выключателя генератора, на гашение поля, а также на останов турбины.

В зону действия защиты кроме генератора должны входить соединения генератора со сборными шинами электростанции (до выключателя генератора).

Защиту необходимо выполнять трехфазной трехрелейной.

Для предотвращения однофазных замыканий на землю обмотки статора генераторов выше 1 кВ при естественном емкостном токе замыкания на землю 5 А и более (независимо от наличия или отсутствия компенсации) устанавливается токовая защита нулевой последовательности, реагирующая на полный ток замыкания на землю или на токи не промышленной частоты, создаваемые искусственным путем. При необходимости для ее включения может быть использован трансформатор тока нулевой последовательности (ТНП), установленный непосредственно у линейных выводов генератора.

Применение защиты рекомендуется и при емкостном токе замыкания на землю менее 5 А.

При установке на генераторах трансформатора тока нулевой последовательности для предотвращения однофазных замыканий на землю должна быть предусмотрена токовая защита от двойных замыканий на землю, присоединяемая к этому трансформатору тока. Эта защита должна быть выполнена без выдержки времени и действовать аналогично продольной дифференциальной токовой защите.

Для предотвращения замыканий между витками одной фазы в обмотке статора генератора с выведенными параллельными ветвями устанавливается односистемная поперечная дифференциальная токовая защита без выдержки времени, действующая аналогично продольной дифференциальной токовой защите.

Чтобы предотвратить появление тока, обусловленного внешними несимметричными КЗ, а также перегрузку током обратной последовательности, на генераторах мощностью более 30 МВт устанавливаются токовую защиту обратной последовательности, действующую на отключение с двумя выдержками времени.

Для генераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток защиту следует выполнять со ступенчатой или зависимой характеристикой выдержки времени. При этом ступенчатая и зависимая характеристики при вторых (более высоких) выдержках времени не должны быть выше характеристики допустимых перегрузок генератора током обратной последовательности.

Для генераторов с косвенным охлаждением проводников обмоток защиту следует выполнять с независимой выдержкой времени с током срабатывания не более допустимого для генератора при прохождении по нему тока обратной последовательности в течение 2 мин; меньшая выдержка времени защиты не должна превышать допустимой длительности двухфазного КЗ на выводах генератора.

Токовая защита обратной последовательности, действующая на отключение, должна быть дополнена более чувствительным элементом, действующим на сигнал с независимой выдержкой времени. Ток срабатывания этого элемента не должен превышать значения длительно допустимого тока обратной последовательности для данного типа генератора.

Для предотвращения внешних симметричных КЗ на генераторах мощностью более 30 МВт устанавливается максимальная токовая защита с минимальным пуском по напряжению, выполняемая с помощью одного реле тока, включенного на фазный ток, и одного минимального реле напряжения, включенного на междуфазное напряжение.

На генераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток вместо указанной защиты может быть установлена однорелейная дистанционная защита.

Для предотвращения внешних КЗ на генераторах мощностью более 1 МВт и до 30 МВт следует применять максимальную токовую защиту с комбинированным пуском напряжения, выполненным с одним минимальным реле напряжения, включенным на междуфазное напряжение, и одним устройством фильтр-реле напряжения обратной последовательности.

Защита генераторов мощностью более 1 МВт от токов, обусловленных внешними КЗ, должна быть выполнена с соблюдением следующих требований:

- защиту следует присоединять к трансформаторам тока, установленным на выводах генератора со стороны нейтрали;

– при наличии секционирования шин генераторного напряжения защиту следует выполнять с двумя выдержками времени – с меньшей выдержкой на отключение соответствующих секционных и шиносоединительных выключателей, с большей – на отключение выключателя генератора и гашение поля.

Защита генератора от токов, обусловленных симметричной перегрузкой обмотки статора, должна быть выполнена в виде максимальной токовой защиты, действующей на сигнал с выдержкой времени и использующей ток одной фазы статора.

Защита ротора от перегрузки током возбуждения должна устанавливаться на генераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток при работе их как с основным, так и с резервным возбуждением. Защиту следует выполнять с независимой или зависимой от тока выдержкой времени, реагирующей на повышение напряжения или тока в обмотке ротора. С меньшей выдержкой времени от защиты должна производиться разгрузка ротора, с большей выдержкой времени защита должна действовать на отключение выключателя генератора и на гашение поля.

Защита от замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения турбогенераторов должна быть предусмотрена в одном комплекте на несколько (но не более трех) генераторов с близкими по своим значениям параметрами цепей возбуждения. Защита должна включаться в работу только при замыкании на землю в одной точке цепи возбуждения, выявляемом при периодическом контроле изоляции. Защита должна действовать на отключение выключателя генератора и гашение поля на генераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток ротора и, как правило, на сигнал на генераторах с косвенным охлаждением.

Защиту от асинхронного режима с потерей возбуждения рекомендуется устанавливать на турбогенераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток. Допускается вместо нее предусматривать автоматическое выявление асинхронного режима только по положению устройств автоматического гашения поля (АГП). При действии указанных устройств защиты или при отключении АГП на генераторах, допускающих асинхронный режим, должен подаваться сигнал о потере возбуждения. Генераторы, не допускающие асинхронного режима, а также все остальные генераторы, потерявшие возбуждение, в условиях дефицита реактивной мощности в системе должны отключаться от сети при действии указанных устройств (защита или автоматическое гашение поля).

1.2. ЗАЩИТА ПОВЫШАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ (ТРАНСФОРМАТОРОВ СВЯЗИ С СИСТЕМОЙ) И ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла.

Для предотвращения замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более устанавливается продольная дифференциальная токовая защита. Защита действует без выдержки времени на отключение всех выключателей трансформатора. Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами. Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока (ТТ), встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) КЗ в соединениях трансформатора со сборными шинами.

Для предотвращения повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, и предотвращения понижения уровня масла на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более устанавливается газовая защита. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения раздельной сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле.

Для защиты устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), размещенного в отдельном баке, устанавливается отдельное газовое реле.

Для предотвращения от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ, на трансформаторах мощностью 1 МВ·А и более устанавливаются следующие виды защиты с действием на отключение:

- на повышающих трансформаторах с двухсторонним питанием токовая защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и максимальная токовая защита с минимальным пуском по напряжению от симметричных КЗ;

- на понижающих трансформаторах максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению.

Защиту от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ, следует устанавливать:

- на повышающих двухобмоточных трансформаторах со стороны основного питания;

- на понижающих двухобмоточных трансформаторах с расщеплением вторичной обмотки со стороны питания и со стороны каждой секции шин.

Для предотвращения однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах повышающих трансформаторов, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью, устанавливается токовая защита нулевой последовательности, включенная в провод заземления нейтрали трансформатора.

Для предотвращения токов в обмотках, обусловленных перегрузкой, на трансформаторах предусматривается максимальная токовая защита, действующая на сигнал с выдержкой времени и использующая ток одной фазы.

1.3. ЗАЩИТА БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР

Для блоков генератор-трансформатор с генераторами мощностью более 10 МВт должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;

- 2) многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;

- 3) замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;

4) замыканий между витками одной фазы в обмотке статора турбогенератора (на турбогенераторах с параллельными ветвями обмотки статора);

5) однофазных замыканий на землю в обмотке трансформатора и на ее выводах, присоединенных к сети с большими токами замыкания на землю;

6) замыканий между витками в обмотках трансформатора;

7) внешних коротких замыканий;

8) перегрузки генератора токами обратной последовательности (для блоков с генераторами мощностью более 30 МВт);

9) симметричной перегрузки обмотки статора генератора и обмоток трансформатора;

10) перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения (для турбогенераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток и для гидрогенераторов);

11) повышения напряжения на статоре генератора и трансформаторе блока (для блоков с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более и для всех блоков с гидрогенераторами);

12) замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения (должна быть предусмотрена на гидрогенераторах, турбогенераторах с водяным охлаждением обмотки ротора и на турбогенераторах мощностью 300 МВт и выше);

13) замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения турбогенератора мощностью менее 160 МВт;

14) асинхронного режима с потерей возбуждения (на блоках с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более, имеющими непосредственное охлаждение проводников обмоток, и с гидрогенераторами);

15) понижения уровня масла в баке трансформатора;

16) частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ трансформаторов.

Для предотвращения многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах, в обмотках трансформатора и на их выводах устанавливают:

1) на блоке с генератором, имеющим косвенное охлаждение, состоящим из одного генератора и одного трансформатора –

– одну общую продольную дифференциальную защиту блока при отсутствии выключателя в цепи генератора;

- отдельные продольные дифференциальные защиты на генераторе и на трансформаторе при наличии выключателя в цепи генератора;

2) на блоке с генератором, имеющим непосредственное охлаждение проводников обмоток –

- отдельную продольную дифференциальную защиту генератора и общую продольную дифференциальную защиту блока при отсутствии выключателя в цепи генератора;

- отдельные продольные дифференциальные защиты на генераторе и на трансформаторе при наличии выключателя в цепи генератора.

Для резервирования отдельных дифференциальных защит на блоках с генераторами мощностью 160 МВт и более, имеющими непосредственное охлаждение проводников обмоток, следует предусматривать резервную продольную дифференциальную защиту, охватывающую генератор и трансформатор блока вместе с ошиновкой на стороне высшего напряжения. Рекомендуется установка резервной дифференциальной защиты блоков и при мощности генераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток менее 160 МВт.

При использовании резервной дифференциальной защиты на блоках без выключателя в цепи генератора рекомендуется предусматривать отдельные основные дифференциальные защиты генератора и трансформатора.

Продольные дифференциальные защиты действуют без выдержки времени.

При наличии выключателя в цепи генератора резервная дифференциальная защита должна выполняться с выдержкой времени 0,35–0,5 с.

Со стороны высшего напряжения дифференциальная защита трансформатора (блока) может быть подключена к трансформаторам тока, встроенным в трансформатор блока. При этом для предохранения ошиновки между выключателями на стороне высшего напряжения и трансформатором блока должна быть установлена отдельная защита.

Отдельная дифференциальная защита генератора блока должна быть выполнена трехфазной трехрелейной.

Для исключения замыканий на землю на стороне генераторного напряжения должна быть предусмотрена защита:

- охватывающая, как правило, всю обмотку статора на блоках с генераторами мощностью более 30 МВт;

- защищающая не менее 85 % обмотки статора при мощности генератора блоков 30 МВт и менее. Применение такой защиты допускается также на блоках с турбогенераторами мощностью 30–160 МВт, если для защиты всей обмотки статора требуется включение в цепь генератора дополнительной аппаратуры.

Защита должна быть выполнена с действием на отключение с выдержкой времени не более 0,5 с на всех блоках без ответвлений на генераторном напряжении и с ответвлениями к трансформаторам собственных нужд.

На блоках, имеющих электрическую связь с сетью собственных нужд или потребителей, питающихся по линиям от ответвлений между генератором и трансформатором, если емкостный ток замыканий на землю составляет 5 А и более, должны быть установлены действующие на отключение защиты от замыканий на землю в обмотке статора генератора и от двойных замыканий на землю, как это предусматривается на генераторах, работающих на сборные шины; если емкостный ток замыкания на землю составляет менее 5 А, то защита от замыканий на землю может быть выполнена так же, как на блоках без ответвлений на генераторном напряжении, но с действием на сигнал.

При наличии выключателя в цепи генератора должна быть дополнительно предусмотрена сигнализация замыканий на землю на стороне генераторного напряжения трансформатора блока.

Для предотвращения замыканий между витками одной фазы в обмотке статора турбогенератора с двумя или тремя параллельными ветвями устанавливается односистемная поперечная дифференциальная токовая защита, действующая без выдержки времени.

Для защиты исключения однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах повышающих трансформаторов, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью, устанавливается токовая защита нулевой последовательности, включенная в провод заземления нейтрали трансформатора.

Для предотвращения повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня мас-

ла на трансформаторах блоков устанавливается газовая защита. Газовая защита блока выполняется и действует аналогично газовой защите трансформатора.

Для исключения токов, обусловленных внешними несимметричными КЗ, а также перегрузки током обратной последовательности на блоках с генераторами мощностью более 30 МВт устанавливается токовая защита обратной последовательности.

На блоках с генераторами мощностью 160 МВт и более с непосредственным охлаждением проводников обмоток защита должна быть выполнена с интегральной зависимой характеристикой, соответствующей характеристике допустимых перегрузок защищаемого генератора токами обратной последовательности. Она должна действовать на отключение выключателя генератора, а при его отсутствии — на отключение блока от сети. Для резервирования защит смежных с блоками элементов указанная защита должна иметь орган с независимой выдержкой времени, действующий на отключение блока от сети.

На блоках с генераторами мощностью менее 160 МВт, имеющими непосредственное охлаждение проводников обмоток, защиту следует выполнять со ступенчатой или зависимой выдержкой времени. При этом разные ступени защиты могут иметь одну или более выдержек времени. Указанная ступенчатая или зависимая выдержка времени должна быть согласована с характеристикой допустимых перегрузок генератора при помощи тока обратной последовательности.

На блоках, имеющих турбогенераторы с косвенным охлаждением, мощностью более 30 МВт защита должна быть выполнена аналогично тому, как это делается для генераторов, работающих непосредственно на сборные шины.

Кроме защит, действующих на отключение, на всех блоках с турбогенераторами мощностью более 30 МВт должна быть предусмотрена сигнализация о перегрузке токами обратной последовательности, выполняемая аналогично тому, как это делается для генераторов, работающих непосредственно на сборные шины.

Для исключения от внешних симметричных КЗ на блоках с генераторами мощностью более 30 МВт устанавливается максимальная токовая защита с минимальным пуском напряжения, выполняемая одним реле тока, который включен на фазный ток, и одним минимальным реле напряжения, который включен на междуфазное напря-

жение. На блоках с турбогенераторами, имеющими резервный возбудитель, указанная защита должна быть дополнена токовым реле, включенным на ток со стороны высшего напряжения блока.

На блоках с генераторами мощностью 60 МВт и более вместо указанной защиты рекомендуется применять дистанционную защиту. На блоках с генераторами, имеющими непосредственное охлаждение проводников обмоток, вместо резервной дифференциальной защиты допускается устанавливать двухступенчатую дистанционную защиту от междупазных коротких замыканий.

Первая ступень этой защиты, осуществляющая ближнее резервирование, должна выполняться с блокировкой при качаниях и действовать с выдержкой времени не более 1 с. Первая ступень должна надежно охватывать трансформатор блока при обеспечении селективности с защитами смежных элементов. Вторая ступень защиты осуществляет дальнейшее резервирование.

Рекомендуется установить двухступенчатую дистанционную защиту и при наличии резервной дифференциальной защиты для увеличения эффективности дальнего резервирования.

На блоках генератор-трансформатор с выключателем в цепи генератора при отсутствии резервной дифференциальной защиты блока должна быть предусмотрена максимальная токовая защита со стороны высшего напряжения блока, предназначенная для резервирования основных защит трансформатора блока при работе с отключенным генератором.

Резервная защита блоков генератор-трансформатор должна быть выполнена с учетом следующего:

1) на стороне генераторного напряжения трансформатора блока не устанавливается защита, а используется защита генератора;

2) при дальнем резервировании защита должна действовать, как правило, с двумя выдержками времени: с первой – на деление схемы на стороне высшего напряжения блока (например, на отключение шиносоединительного и секционного выключателей), со второй – на отключение блока от сети;

3) при ближнем резервировании должны производиться отключение блока (генератора) от сети, гашение поля генератора и останов блока;

4) отдельные ступени или устройства резервной защиты в зависимости от их назначения и целесообразности использования при дальнем и ближнем резервировании могут иметь одну, две или три выдержки времени;

5) органы пуска напряжения защит рекомендуется предусматривать со стороны генераторного напряжения и сети;

6) для основных и резервных защит блока, как правило, должны быть предусмотрены отдельные выходные реле и питание оперативным постоянным током от разных автоматических выключателей.

Чтобы обезопасить турбогенератор от токов, обусловленных симметричной перегрузкой обмотки статора, используют максимальную токовую защиту, действующую на сигнал с выдержкой времени и использующую ток одной фазы статора.

Защита ротора от перегрузки током возбуждения должна устанавливаться на генераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток при работе их как с основным, так и с резервным возбуждением.

На генераторах мощностью 160 МВт и более с непосредственным охлаждением проводников обмоток защита от перегрузки обмотки ротора током возбуждения должна быть выполнена с интегральной зависимой выдержкой времени, которая соответствует характеристике допустимых перегрузок генератора током возбуждения. Эта защита должна действовать с меньшей выдержкой времени на снижение тока возбуждения, с большей выдержкой времени на отключение блока.

На турбогенераторах мощностью менее 160 МВт с непосредственным охлаждением проводников обмоток защиту следует выполнять аналогично тому, как это делается для генераторов, работающих непосредственно на сборные шины.

При работе генераторов с резервным возбудителем защита ротора от перегрузки должна оставаться в работе. При невозможности использования защиты с зависимой выдержкой времени применяют на резервном возбудителе защиту с независимой выдержкой времени.

На блоках с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более, чтобы предотвратить повышение напряжения в режиме холостого хода, должна быть предусмотрена защита от повышения напряжения, которая автоматически выводится из действия при работе генератора на сеть. При действии защиты должно быть обеспечено гашение поля генератора и возбудителя.

Защита от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения должна быть предусмотрена на всех гидрогенераторах, на турбогенераторах с водяным охлаждением обмотки ротора и на всех турбогене-

раторах мощностью 300 МВт и выше. На гидрогенераторах защита должна действовать на отключение, а турбогенераторах – на сигнал.

Защита от замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения турбогенераторов устанавливается на блоках мощностью менее 160 МВт и выполняется аналогично тому, как это делается для генераторов, работающих непосредственно на сборные шины.

Защита от повышения напряжения на статоре генератора и трансформаторе блока устанавливается на блоках с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более для предотвращения повышения напряжения в режиме холостого хода; она автоматически выводится из действия при работе генератора на сеть. При действии защиты должно быть обеспечено гашение поля генератора и возбuditеля.

Защиту от асинхронного режима с потерей возбуждения следует предусматривать на блоках с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более, имеющими непосредственное охлаждение проводников обмоток, и на блоках с гидрогенераторами. Указанную защиту рекомендуется применять и на турбогенераторах мощностью менее 160 МВт с непосредственным охлаждением проводников обмоток. На этих турбогенераторах допускается также предусматривать автоматическое выявление асинхронного режима только по отключенному положению устройств автоматического гашения поля (без применения защиты от асинхронного режима).

При переводе в асинхронный режим турбогенератора, потерявшего возбуждение, указанные выше устройства защиты или автоматического гашения поля должны действовать на сигнал о потере возбуждения и производить автоматическое переключение нагрузки собственных нужд с ответвления блока, генератор которого потерял возбуждение, на резервный источник питания.

Все гидрогенераторы и турбогенераторы, не допускающие асинхронного режима, а также остальные турбогенераторы в условиях дефицита реактивной мощности в системе при действии указанных устройств должны отключаться от сети.

Устройство контроля изоляции вводов (КИВ) 500 кВ трансформаторов блоков должно быть выполнено с действием на сигнал при частичном пробое изоляции вводов, не требующем его немедленного отключения, и на отключение при повреждении изоляции вводов (до того, как произойдет полный пробой изоляции). Должна быть предусмотрена блокировка, предотвращающая ложные срабатывания

устройства КИВ при обрывах в цепях присоединения его к выводам трансформатора.

При наличии выключателя в цепи генератора с непосредственным охлаждением проводников обмоток следует предусматривать устройство резервирования при отказе этого выключателя (УРОВ). Оно должно выполняться на выключателях блоков генератор-трансформатор напряжением 110 кВ и выше.

1.4. ЗАЩИТА СБОРНЫХ ШИН И ОШИНОВОК ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Для сборных шин напряжением 110 кВ и выше отдельные устройства защиты должны быть предусмотрены в следующих случаях:

- для двух систем шин (двойная система шин, полуторная схема и др.) и одиночной секционированной системы шин;
- для одиночной несекционированной системы шин, если отключение повреждений на шинах путем защиты присоединений не нарушает устойчивости работы электроэнергетической системы.

Для сборных шин напряжением 35 кВ отдельные устройства защиты должны быть предусмотрены:

- по условиям сохранения устойчивости работы ЭЭС;
- для двух систем или секций шин, если при использовании для их разделения защиты, установленной на шиносоединительном (секционном) выключателе, или защит, установленных на элементах, которые питают данные шины, не удовлетворяются требования надежного электроснабжения потребителей.

В качестве защиты сборных шин электростанций напряжением 35 кВ и выше следует предусматривать дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, присоединенные к системе или секции сборных шин.

При присоединении трансформатора (автотрансформатора) напряжением 330 кВ и выше более чем через один выключатель рекомендуется предусматривать дифференциальную токовую защиту ошиновки.

Для секционированных шин напряжением 6–10 кВ электростанций должна быть предусмотрена двухступенчатая неполная дифференциальная защита, первая ступень которой выполнена в виде дифференциальной токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты.

2. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ ЭЛЕМЕНТОВ ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВАХ ЗАЩИТЫ

Функционирование измерительной и логической частей релейной защиты может быть представлено в математическом виде системой аналитических соотношений, описывающих процесс принятия решения о срабатывании или несрабатывании тех или иных ее органов и защиты в целом, т. е. алгоритм их функционирования. Это позволяет рассматривать защиту как систему арифметико-логического преобразования информации, содержащейся в воздействующих (входные и вспомогательные) величинах, которая может быть реализована в цифровом виде. При использовании микропроцессорной системы алгоритм функционирования защиты задается программой, хранящейся в ее памяти. Для изменения алгоритма достаточно изменить программу, не меняя элементы защиты и связи между ними. Выполняемые таким образом защиты называют *программными, цифровыми* или *микропроцессорными*.

Фирмы-производители оборудования релейной защиты и автоматики (РЗА) ЭЭС прекращают выпуск электромеханических и полупроводниковых реле и устройств и переходят на микропроцессорную элементную базу. Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов защиты и автоматики, а только расширяет ее функциональные возможности и упрощает эксплуатацию. Основные характеристики микропроцессорных защит значительно лучше, чем у микроэлектронных, а тем более электромеханических. Именно по этим причинам микропроцессорные устройства очень быстро занимают место устаревших электромеханических и микроэлектронных устройств.

Микропроцессорные устройства РЗА обеспечивают выполнение функций защиты, автоматики и управления синхронных генераторов, воздушных и кабельных линий электропередачи, силовых трансфор-

маторов и автотрансформаторов, блоков генератор-трансформатор, сборных шин и ошиновок электростанций и подстанций, синхронных и асинхронных электродвигателей.

Микропроцессорные устройства защиты различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны схеме, представленной на рис. 2.1 [2].

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, выполненная на базе микропроцессора ($U7$), которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

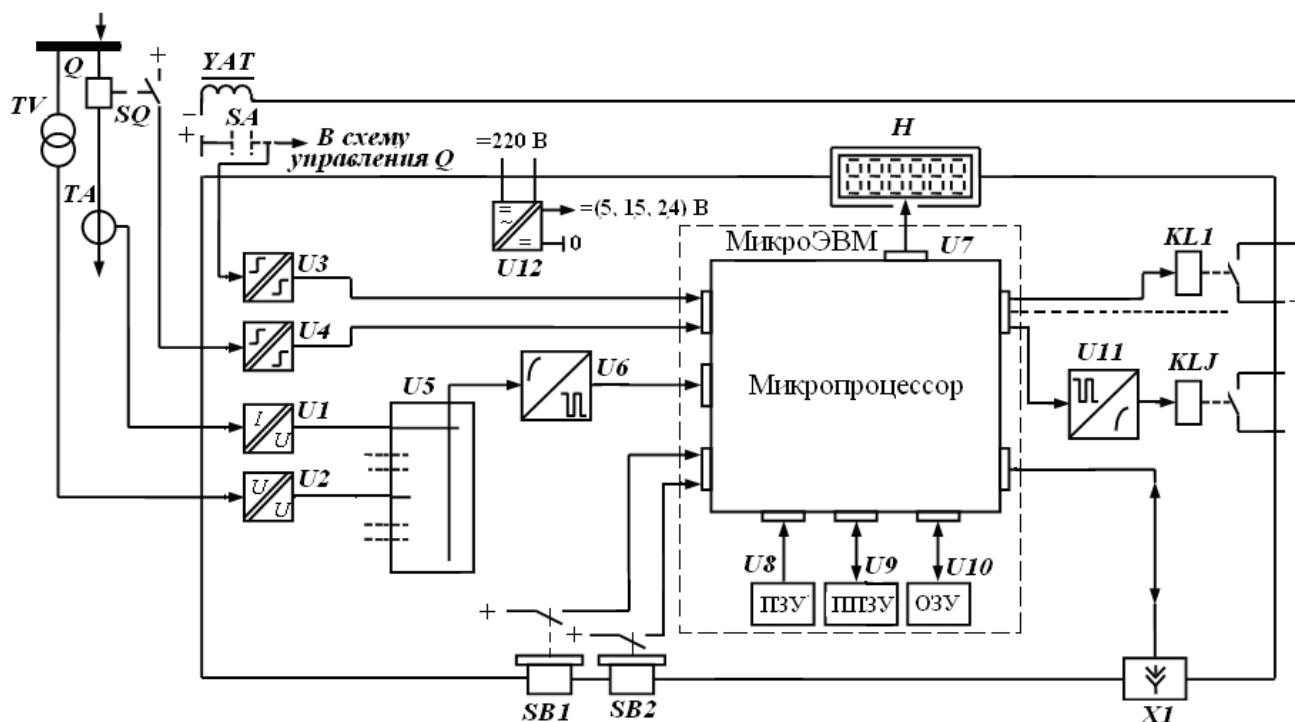


Рис. 2.1. Структурная схема микропроцессорного устройства защиты

В реальном устройстве защиты может использоваться несколько микропроцессоров, каждый из которых занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечить высокое быстродействие. Например, в сложных защитах высоковольтных линий используется до 7–10 микропроцессоров, работающих параллельно.

Непременными узлами любого цифрового устройства РЗА являются: входные ($U1-U4$) и выходные ($KL1-KLJ$) преобразователи сигналов, канал аналого-цифрового преобразования ($U5, U6$), кнопки

управления и ввода информации от оператора ($SB1$, $SB2$), дисплей (H) для отображения информации и блок питания ($U12$). Современные цифровые устройства, как правило, оснащаются средствами самотестирования и коммуникационным портом ($X1$) для связи с другими цифровыми устройствами.

Входные преобразователи обеспечивают гальваническую развязку внешних цепей от внутренних цепей устройства. Одновременно с этими они осуществляют приведение контролируемых сигналов к единому виду (как правило, к напряжению) и нормированному уровню, приемлемому для обработки электронными узлами. Здесь же осуществляется предварительная частотная фильтрация входных сигналов перед их аналого-цифровым преобразованием и принимаются меры по защите внутренних элементов устройства от воздействия помех и перенапряжений.

Различают преобразователи *аналоговых сигналов* ($U1$ – преобразователи токов, $U2$ – преобразователи напряжений) и преобразователи *логических (дискретных) сигналов* ($U3$, $U4$). Первые стремятся выполнить так, чтобы обеспечить линейную (или нелинейную, но с известным законом) передачу контролируемого сигнала во всем диапазоне его изменения и гальваническую развязку. Преобразователи логических сигналов, наоборот, стремятся сделать чувствительными только к узкой области диапазона возможного нахождения контролируемого сигнала.

Сигналы, контролируемые устройствами РЗА, имеют в общем случае разную физическую природу (токи, напряжения, температура и т. д.). Чаще всего устройства защиты работают с сигналами от измерительных трансформаторов тока TA и напряжения TV с традиционными номинальными уровнями: 1 А или 5 А и 100 В. Такие уровни сигналов обеспечивают необходимую помехозащищенность, но совершенно неприемлемы для обработки в электронных схемах.

При подключении микропроцессорных устройств к традиционным датчикам тока и напряжения требуется приведение их сигналов к единому виду и диапазону изменения, приемлемому для обработки их электронными узлами. Наиболее часто входные согласующие преобразователи цифровых устройств выполняют на базе обычных электромагнитных трансформаторов с сердечником.

Для защиты электронных узлов от возможных перенапряжений широко применяют варисторы (или стабилитроны) и фильтры ниж-

них частот, например, на основе RC -цепей. Ограничение полосы пропускания тракта в области высоких частот необходимо для правильной работы аналого-цифрового преобразователя.

Преобразователи логических сигналов выполняют преобразование уровня сигнала 220 В оперативного тока в 5 В микроэлектронного сигнала и гальваническую развязку. Ввод дискретных сигналов в цифровые устройства РЗА осуществляется преимущественно с помощью оптронов, что обеспечивает гальваническую развязку и очень малое время переключения (доли микросекунды). Кроме того, для оптопары (светодиод-фотодиод, фототранзистор) характерна малая проходная емкость, что препятствует проникновению помех по этому пути.

Канал аналого-цифрового преобразования включает в себя мультиплексор ($U5$) и аналого-цифровой преобразователь ($U6$).

Мультиплексор – это электронный коммутатор, поочередно подающий контролируемые сигналы на вход аналого-цифрового преобразователя. Применение мультиплексора позволяет использовать один аналого-цифровой преобразователь для нескольких каналов.

Аналого-цифровой преобразователь (АЦП) осуществляет преобразование мгновенного значения входного сигнала в пропорциональную ему по значению величину.

Дискретный (цифровой) сигнал, в отличие от аналогового, может принимать лишь конечное множество значений и определен лишь для конкретных моментов времени. Процесс перехода от аналогового сигнала к дискретному называется *дискретизацией*, или *квантованием* сигнала, а устройства, выполняющие эту операцию, называются аналого-цифровыми преобразователями. Переход от непрерывного сигнала к дискретному всегда происходит с потерей некоторого количества информации. Конечное число градаций дискретного сигнала обуславливает погрешность квантования по уровню, а одной из причин необходимости квантования по времени является то, что и сам процесс аналого-цифрового преобразования, и последующий цикл вычислений в микропроцессоре требует определенного времени, по истечении которого можно делать новую выборку из входного сигнала.

Характеризуя АЦП, говорят о его разрядности и интервале дискретизации сигнала по времени Δt или частоте выборок $f_B = 1/\Delta t$ или, если речь идет о периодических сигналах с периодом T , о количестве выборок за этот период $N = f_B T$.

Для периодических сигналов существует взаимосвязь между верхней частотой преобразуемого сигнала и необходимым количеством выборок. Для точного восстановления первоначального сигнала из его дискретного представления частота выборок должна по крайней мере вдвое превышать самую высокочастотную гармоническую составляющую входного сигнала, т. е. $f_B \geq 2f_{\max}$ или $N \geq 2f_{\max}T$.

При аналого-цифровом преобразовании из входного сигнала должны быть исключены все гармоники с частотой более высокой, чем частота квантования. В противном случае при восстановлении сигнала появляется разностная составляющая низкой частоты, поэтому на входе АЦП всегда устанавливают аналоговый фильтр нижних частот с полосой пропускания не более f_B .

В устройствах РЗА применяют АЦП с частотой выборок 600–2000 Гц. Более высокая частота выборок используется в том случае, когда устройства защиты обеспечивают еще и осциллографирование аварийного процесса.

Еще одной характеристикой АЦП является разрядность p формируемого им двоичного числа. Существует однозначная связь между разрядностью АЦП и точностью измерения аналоговой величины.

В электроустановках из всех величин в наиболее широком диапазоне изменяется ток. Ток при нормальном режиме работы электроустановки находится в пределах $0-I_{\text{ном}}$, а в аварийных – достигает $(10-30) I_{\text{ном}}$. Для преобразования с погрешностью не более 2–5 % требуемое число ступеней квантования m должно быть 2000–4000, т. е. требуется АЦП с p , равной 11–12 разрядов.

Преобразования выполняются с заданной периодичностью во времени. В микроЭВМ по этим выборкам из входных сигналов рассчитываются интегральные параметры контролируемых сигналов (их амплитудные или действующие значения, фазы, частоты, периоды и т. п.).

МикроЭВМ осуществляет обработку всей информации по определенному алгоритму, реализованному в виде программы. Она является микропроцессорной электронной вычислительной машиной, структурная схема которой показана на рис. 2.2.

Основным блоком микроЭВМ является микропроцессор, с помощью которого реализуется центральное управляющее и вычислительное устройство.

Генератор тактовых импульсов задает ритм поступления информации от АЦП и скорость обработки ее в микропроцессоре, которая

определяется в основном разрядностью поступающих от АЦП в бинарном виде чисел. В настоящее время микроЭВМ оперируют с 32-разрядными машинными словами.

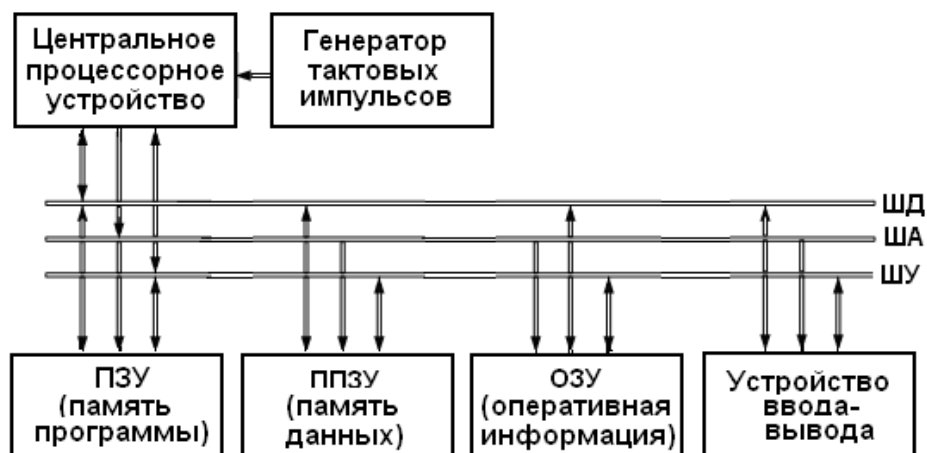


Рис. 2.2. Структурная схема микроЭВМ

Для хранения информации в цифровом виде в аппаратуре РЗА, рассчитанной на большие сроки эксплуатации с минимальными затратами на обслуживание, используются статические запоминающие устройства:

- постоянное ($U8$);
- перепрограммируемое ($U9$);
- оперативное ($U19$).

Постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) хранит программу (алгоритм) действий той релейной защиты, функции которой должен выполнять данный микропроцессор. Отличительной чертой ПЗУ является однократная запись информации. В последующем возможно только считывание записанной информации. Достоинством ПЗУ является низкая стоимость и возможность хранения информации при отключенном питании.

Перепрограммируемое запоминающее устройство (ППЗУ) содержит информацию о параметрах защищаемого оборудования, о предельных режимных ограничениях, о возможных или требуемых изменениях программы действий защиты с появлением новых влияющих на работоспособность защиты факторов.

Оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) загружается меняющейся оперативной информацией о состоянии сети, о составе защит, параметрах режимов и т. д. Запись и считывание данных в ОЗУ осуществляется с максимальной скоростью. Существенным недостатком

ОЗУ является разрушение информации даже при кратковременном отключении питания.

Устройство ввода-вывода микроЭВМ через шинки передачи команд управления (ШУ) осуществляет связь между узлами микроЭВМ, используя информацию с шинки данных (ШД) и шинки адреса (ША), и активизирует команды на отключение или включение выключателей защищаемого элемента.

Таким образом нормированная и преобразованная информация, поступающая по синхронизирующей команде от АЦП в микроЭВМ, обрабатывается в центральном процессоре по жестко детерминированной программе какой-либо конкретной релейной защиты (с привлечением данных дискретных сообщений из ОЗУ), в результате чего выдается управляющая команда, соответствующая функциональному назначению рассматриваемой микропроцессорной защиты.

Выдача команды идет от микроЭВМ через цифроаналоговый преобразователь (ЦАП) или непосредственно на блок (модуль) выходных реле защиты в зависимости от формы реализации команды (контактно или бесконтактно). Через ЦАП ($U11$), в котором цифровая информация снова преобразуется в аналоговый сигнал, проходят команды, выполняемые с помощью контактов выходных реле (с рабочим напряжением 24–30 В).

Воздействие *выходных релейных преобразователей* ($KL1-KLj$) на объект защиты традиционно осуществляются в виде дискретных сигналов управления. При этом выходные цепи устройства защиты выполняются так, чтобы обеспечить гальваническую развязку коммутируемых цепей как между собой, так и относительно внутренних цепей устройства защиты. В цифровых устройствах защиты применяется несколько типов малогабаритных электромагнитных реле: с большей коммутационной способностью (5–30 А) для работы непосредственно в цепях управления выключателей; с меньшей — для работы в цепях сигнализации. У каждого реле имеется одна или две пары контактов, таких малогабаритных выходных реле может быть 24–30 в зависимости от множества функций защиты.

Дисплей и клавиатура являются неизменными атрибутами любого цифрового устройства, позволяя оператору получать информацию от устройства, изменять режим его работы, вводить новую информацию. Дисплей (H) и клавиатура ($SB1, SB2$) в цифровых реле, как правило, реализуются в максимально упрощенном виде: дисплей — цифро-буквенный, одно- (или несколько) строчный; клавиатура — несколько кнопок.

Выдача команд или информационных сообщений от микроЭВМ сопровождается их фиксацией на дисплее, устройствах сигнализации и ПЭВМ, входящих в состав интерфейса «человек-машина».

Кроме того, в микропроцессорных устройствах защиты имеется не менее одного порта (модуля) связи, что позволяет интегрировать через эти модули данное цифровое реле с другими цифровыми устройствами в единый многофункциональный терминал (комплекс).

В основном наиболее широкое распространение получили три вида устройств визуального отображения информации в устройствах РЗА. Это жидкокристаллические индикаторы (ЖКИ) в комплекте со светодиодами, цифро-буквенные многострочные табло и графические дисплеи. Последние два способа отображения хотя достаточно дороги в изготовлении, но более удобны в использовании. Кроме того, современные устройства РЗА имеют интерфейс доступа к внешним устройствам и могут использоваться в комплекте с переносными компьютерами.

В микропроцессорных устройствах защиты используется в основном два способа представления величин: в именованных единицах (вольты, амперы, градусы и т. д.) и в относительных. Оперативному персоналу удобнее работать с именованными величинами, отражающими реальные значения токов, напряжений и других параметров электроустановки. Но это требует занесения дополнительной информации в защиту – коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, а на дисплей необходимо дополнительно выводить размерность отображаемой величины.

Число кнопок управления, используемых на клавиатурах различных устройств защиты, варьируется в пределах 2–10. Чем больше кнопок на клавиатуре, тем удобнее и быстрее можно вводить информацию в устройство. Однако кнопки являются наиболее ненадежными элементами цифровой аппаратуры. Поэтому, если пользоваться клавиатурой приходится крайне редко, стремятся использовать минимальное число кнопок.

Одним из достоинств цифровых устройств является возможность передачи имеющейся информации в другие цифровые системы: АСУ ТП, устройства РЗА соседних присоединений, персональный компьютер и т. д., – что позволяет интегрировать различные системы, экономя на каналах связи, затратах на предварительную обработку сигналов и т. п. Порт (XI) связи с внешними цифровыми устройствами – необходимый элемент для дистанционной работы с данным устройством.

Блок питания (БП) обеспечивает стабилизированным напряжением все узлы рассматриваемого устройства, независимо от возможных изменений напряжения в питающей сети. БП (*U12*) многих современных реле могут работать и с сетью переменного и с сетью постоянного тока.

Практически во всех устройствах используются импульсные блоки питания, выполняемые на базе высокочастотных инверторов. Высокочастотные БП имеют меньшие габариты, кроме того, управление блока позволяет стабилизировать уровень напряжения на его выходе.

2.2. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ЗАЩИТЫ ГЕНЕРАТОРОВ, ТРАНСФОРМАТОРОВ И БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР НПП «ЭКРА»

2.2.1. Общая характеристика шкафов серии ШЭ111Х

Научно-производственное предприятие «ЭКРА», используя традиционные российские идеологии построения систем релейной защиты, специализируется на разработке, изготовлении и наладке современных микропроцессорных устройств защиты для электроэнергетики.

Для релейной защиты и автоматики генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор электростанций НПП «ЭКРА» разработана и выпускается серия шкафов защит ШЭ111Х на базе микропроцессорных адаптируемых терминалов [3], [4].

В состав серии входят шкафы защит:

- генераторов, трансформаторов малой и средней мощности типа ШЭ1110;
- генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор средней мощности типа ШЭ1110М;
- блоков генератор-трансформатор большой мощности типа ШЭ1111 и ШЭ1112;
- генераторов, трансформаторов средней и большой мощности и блоков генератор-трансформатор малой и средней мощности типа ШЭ1113.

Комплекс защит выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит (первый и второй комплекты защит), расположенных в одном шкафу (типа ШЭ1110 или ШЭ1113) или в двух шкафах (типа ШЭ1110М или ШЭ1111 и ШЭ1112). Как правило, комплекты одного комплекса по составу защит должны быть одинаковы.

Комплект защит конструктивно выполняется на базе одно-, двух- или трехкассетного микропроцессорного цифрового терминала. Для каждого комплекта защит должны предусматриваться индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току и отдельные цепи воздействия во внешние схемы.

Блочная конструкция устройств, встроенных в шкаф, позволяет адаптировать систему защиты к главной электрической схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

Состав защит комплекса определяется предприятием-заказчиком оборудования в соответствии с требованиями ПУЭ и заводоизготовителей основного оборудования электростанции и других действующих нормативно-технических документов.

Модификация комплектов защит шкафов состоит из следующих типовых защит:

продольная дифференциальная защита генератора	$I\Delta G$
дифференциальная защита блока генератор-трансформатор.....	$I\Delta GT$
дифференциальная защита трансформатора блока	$I\Delta TB$
дифференциальная защита трансформатора собственных нужд.....	$I\Delta TCH$
дифференциальная защита трансформатора системы возбуждения	$I\Delta BT$
поперечная дифференциальная защита генератора.....	$I\Delta >$
токовая защита нулевой последовательности от однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины.....	$I_N >$
защита от замыкания на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины.....	$I_N(U_N)$
защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины (дифференциальная)	$I_N \Delta$
защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины (с наложением 25 Гц)...	$I_N(f25)$
защита от замыканий на землю обмотки статора блока генератор-трансформатор.....	$U_N(U_0)$
защита от замыканий на землю обмотки статора блока генератор-трансформатор (с наложением 25 Гц)	$U_N(f25)$
защита от замыкания на землю обмотки статора генератора, работающего параллельно с генераторами объединенного блока (с наложением 25 Гц).....	$Se(f25)$
защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора блока генератор-трансформатор (с наложением постоянного тока).....	$U_N(=100)$
защита от потери возбуждения.....	$\Phi <$
защита от асинхронного режима без потери возбуждения.....	Φ_Z
защита от асинхронного режима	Φ_U

защита генератора (блока генератор-трансформатор)	
от повышения напряжения на холостом ходу.....	$U_G > (U_{GT} >)$
защита от перевозбуждения (от увеличения магнитного потока)	U/f
защита генератора от обратной мощности	P_{OBR}
защита от изменения частоты	$f < (f >)$
защита от симметричных перегрузок.....	I_1
защита от несимметричных перегрузок.....	I_2
резервная дистанционная защита от междуфазных повреждений	$Z <$
защита нулевой последовательности от КЗ на землю	
на стороне ВН блока	$I_0, (U_0)$
направленная токовая защита обратной последовательности	M_2
максимальная токовая защита трансформатора	$I >$
токовая защита трансформатора.....	$I_T >$
токовая отсечка трансформатора собственных нужд (ТСН).....	$I >> TCH$
максимальные токовые защиты трансформатора	
собственных нужд	$I > TCH$
резервная токовая защита нулевой последовательности ТСН..	$I_0 TCH$
реле тока обдува трансформатора	$I > ROT$
реле тока блокировки РПН трансформатора.....	$I > РПН$
защита ротора от перегрузки (защита ротора от перегрузки с ПТР)....	$I_r (\equiv I_p)$
защита ротора от замыкания на землю	$Re <$
измерительный орган максимального (минимального) тока	$I > (I <)$
измерительный орган минимального (максимального) напряжения	$U < (U >)$
органы максимального и минимального тока	
при изменяющейся частоте	$I(f) > \text{и } I(f) <$
органы максимального и минимального напряжения	
при изменяющейся частоте	$U(f) > \text{и } U(f) <$
устройство контроля исправности цепей напряжения	
переменного тока	КИН
устройство контроля изоляции на стороне НН	
трансформатора блока	$U_0 T$
защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов	
трансформаторов	КИВ
устройство контроля синхронизма.....	КС
устройство резервирования отказа выключателя	УРОВ

Общее количество функций защит и измерительных органов шкафа не должно превышать 48. Количество функций защит шкафа ограничивается также количеством испытательных блоков.

Для реализации дифференциальной защиты ошиновки ($I\Delta$ Ош) используется функция продольной дифференциальной защиты генератора ($I\Delta G$).

Для реализации дифференциальных защит трансформатора блока, блока генератор-трансформатор, трансформатора собственных нужд и трансформатора системы возбуждения используется одна и та же функция.

В табл. 2.1 приводятся сравнительные характеристики шкафов защит генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор серии ШЭ111Х.

Таблица 2.1

Сравнительные характеристики шкафов серии ШЭ111Х

Характеристики (на комплект)	Тип шкафа			
	ШЭ1110	ШЭ1110М	ШЭ1111(12)	ШЭ1113
Количество комплектов в шкафу	2	1	1	2
Количество защит (не более), шт.	16	32	48	32
Количество входных цепей тока и напряжения (не более), шт.	15	25	50	25
Количество блоков испытательных (не более), шт.	6	12	16	8
Количество выходных реле (не более), шт.	14	30	46	30
Количество выходных контактов (не более), шт.	24	52	82	46
Светодиодная сигнализация (не более), шт.	16	80	192	80
Приемные цепи (не более), шт.	6	23	46	23
Количество переключателей (не более), шт.	4	12	18	12

Кроме основных защитных функций шкафы имеют следующие дополнительные возможности:

- встроенный аварийный осциллограф;
- встроенный регистратор событий;
- развитую систему самодиагностики, мониторинг текущих значений токов, напряжений, мощности и частоты и др.

Основные технические характеристики шкафа:

- номинальный переменный ток – 1, 5 или 10 А;
- номинальное переменное напряжение – 100 В;
- частота переменного тока – 50 Гц;
- напряжение оперативного постоянного тока – 110 или 220 В.

2.2.2. Характеристика терминала защит шкафов серии ШЭ111Х

Терминал комплекса защит содержит блок питания, логическую часть, устройства сигнализации, контроля и диагностики, приемные цепи и выходные реле. Электронная часть терминала гальванически отделена от источника питания 220 В (110 В) при помощи преобразователя напряжения постоянного тока.

В каждом терминале, встроенном в шкаф, обеспечиваются функции, перечисленные ниже:

- функции защит в зависимости от программируемой конфигурации терминала;
- функциональное воздействие любой защитной функции на любую выходную цепь;
- исключение несанкционированного изменения конфигурации защиты посредством системы паролей;
- прием заданного количества дискретных сигналов;
- прием заданного количества аналоговых сигналов;
- местная сигнализация, осуществляемая при помощи светодиодных индикаторов и жидкокристаллического дисплея;
- управление заданным количеством выходных реле шкафа (отключающих и сигнальных);
- осциллографирование аварийных процессов;
- регистрация событий в нормальном и аварийном режимах;
- непрерывно функционирующая система самодиагностики с глубиной до 90 % устройства защиты;
- сигнализация о неисправностях;
- сигнализация (с запоминанием) срабатывания защитных функций, приемных и выходных цепей на светодиодных индикаторах, сохраняемая при пропадании (исчезновении, посадке) напряжения питания оперативного постоянного тока и восстанавливаемая при появлении напряжения питания;
- формирование выдержек времени действия защитных функций на выходные цепи;
- индикация текущих величин;
- передача по цифровым каналам связи осциллограмм и событий с меткой времени.

Время готовности терминала к выполнению защитных функций после подачи питания (с учетом времени самотестирования) не превышает 30 с.

Управление терминалом осуществляется с помощью клавиатуры и дисплея или по последовательному каналу связи.

Регистратор событий обеспечивает запись изменения состояний логических сигналов любой защитной или логической функций, выбираемых из доступных логических сигналов терминала. Емкость буфера памяти регистратора событий позволяет запомнить до 1500 событий по времени с точностью 0,001 с.

Параметры функции осциллографирования

В терминале предусмотрена возможность запуска записи аварийного процесса (осциллографирование) при появлении или исчезновении любых из 128 логических сигналов, выбираемых из любой доступной защитной или логической функции терминала.

Предусмотрена возможность выбора для одновременного осциллографирования до 32 аналоговых и до 160 логических сигналов. При осциллографировании аналоговых величин выполняется 24 выборки осциллографируемых параметров за период промышленной частоты. Максимальное время записи – 50 с. Количество записываемых осциллограмм не менее 10. Уставка по длительности записи предаварийного режима задается в диапазоне от 0,04 с до полного времени записи осциллограммы ($t_{\text{ОСЦ}}$). Уставка по длительности записи послеаварийного режима задается в диапазоне от 0,5 с до $t_{\text{ОСЦ}}$.

Под началом послеаварийного режима понимается момент запуска записи аварийного процесса.

2.2.3. Устройство и работа комплекса защит

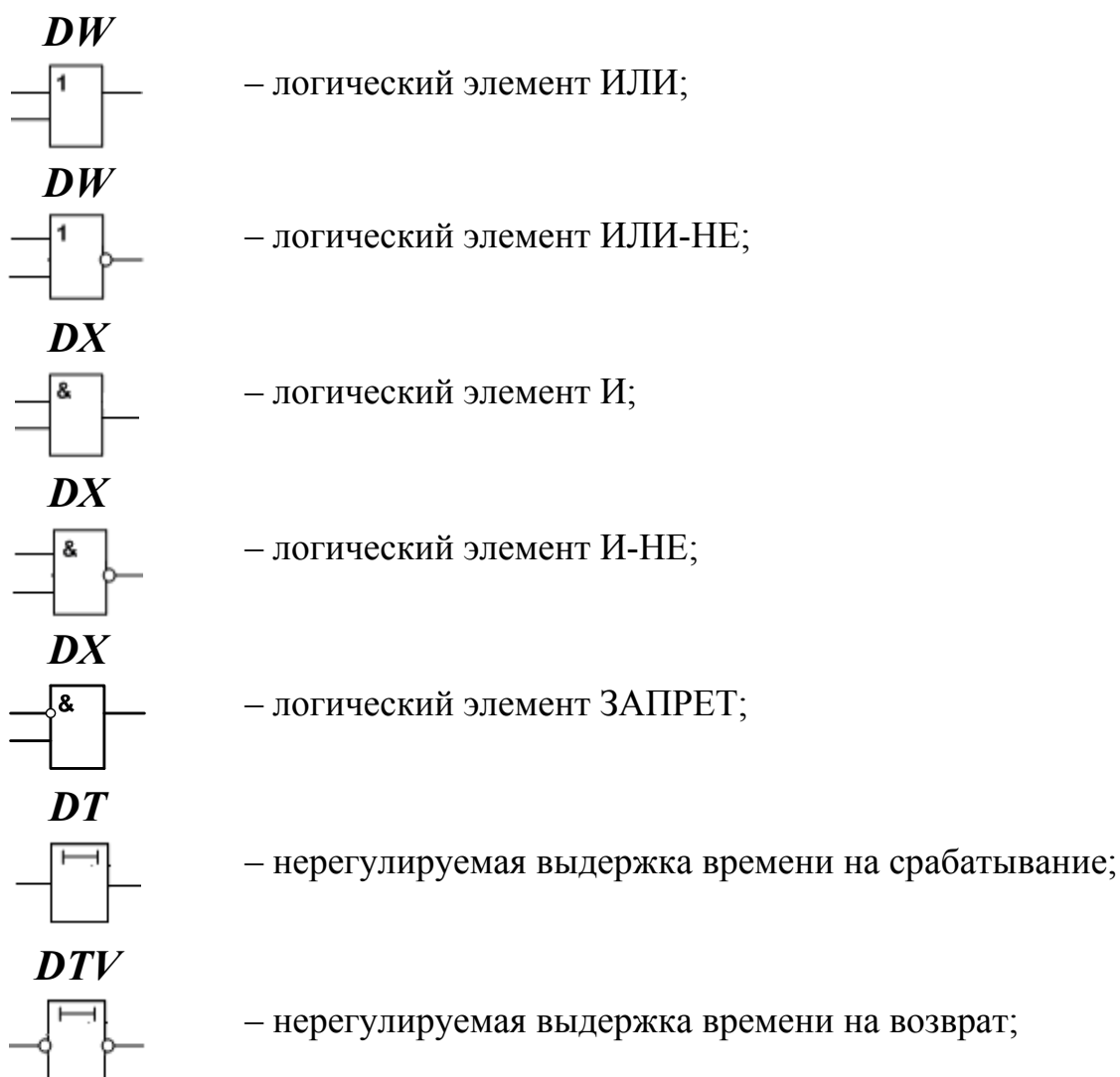
Комплекс защит состоит из двух независимых и дублирующих друг друга систем защит. У каждой системы независимы цепи оперативного постоянного тока, входные и выходные цепи, цепи сигнализации и контроля.

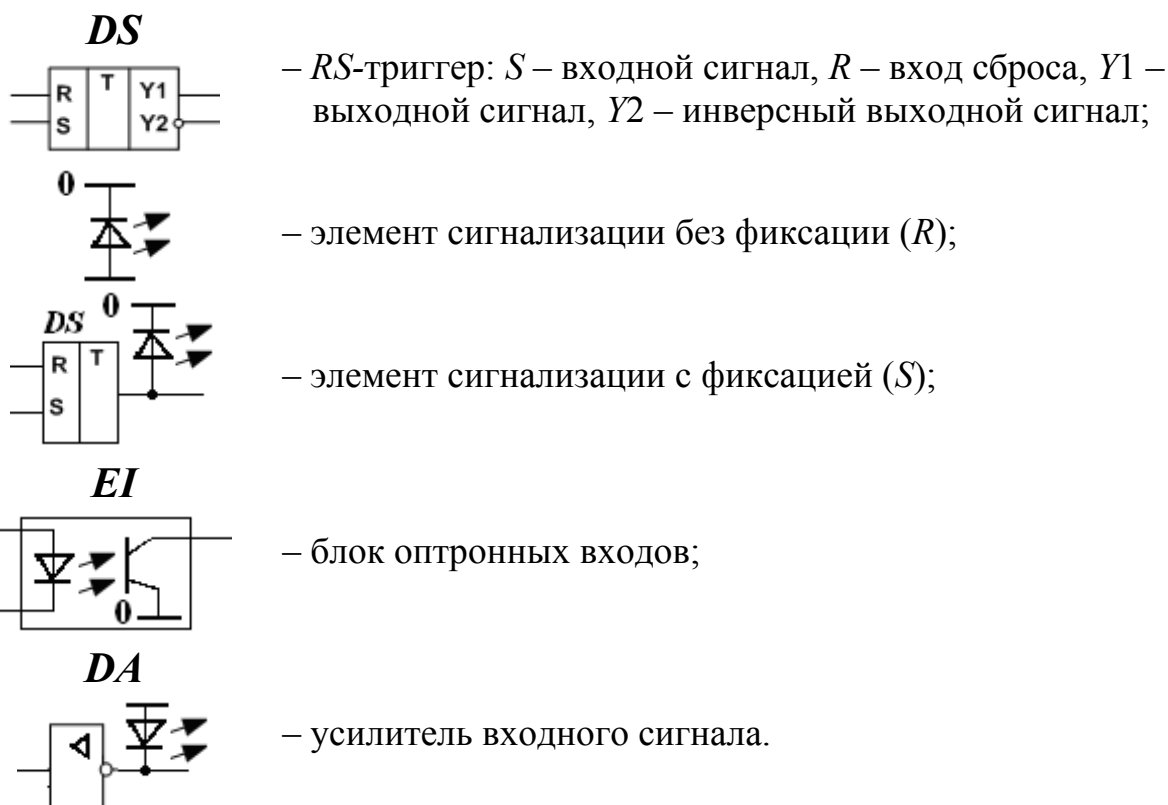
Каждая система комплекса защит содержит блоки питания, логические схемы входных и выходных цепей, сигнализации, контроля и диагностики. В комплексе предусмотрена возможность вывода из работы любой из систем защит при сохранении полной работоспособности оставшейся системы защит.

Для обеспечения адаптации комплекса защит к условиям работы конкретного энергетического объекта предусмотрена возможность действия выходов защит каждой системы на любое выходное реле этой же системы защит с помощью программируемой «матрицы отключений». Предусмотрена возможность изменения «матрицы отключений» путем ввода информации через встроенную клавиатуру в блоке процессора.

Надежность выходных цепей шкафа достигается с помощью непрерывного контроля целостности обмоток выходных реле шкафа и сигнализации и при их неисправности. Каждая система защит имеет встроенную систему самодиагностики.

Ниже приведены условные графические и буквенные обозначения элементов схем микропроцессорных защит и их функциональные назначения:





Структурная схема одной системы (комплекта) комплекса защит шкафа ШЭ111Х показана на рис. 2.3.

Все входные цепи тока и напряжения *I* комплекта защиты через испытательные блоки подключаются к входам измерительных трансформаторов тока и напряжения, выходные напряжения которых через АЦП преобразуются в цифровой код. Количество входных цепей тока и напряжения для различных типов шкафов указано в табл. 2.1.

Сигналы с выхода АЦП используются и обрабатываются функциями защит 4. В комплекте предусмотрена возможность блокировки функций защит 2 с одновременной индикацией их ввода и вывода.

Выходные сигналы измерительных органов защит могут выводиться на светодиодную индикацию (для обеспечения возможности проверки характеристик защит), а выходные сигналы защитных функций обрабатываются с помощью логических функций 6 и поступают на вход матрицы отключения 9.

Количество выходов матрицы отключения определяется количеством силовых выходных цепей комплекта. Выходные сигналы матрицы через усилители 11 управляют мощными выходными реле. Кроме того, на указанные выходные реле через усилители 11 могут воздействовать любые логические сигналы комплекта (в т. ч. приемные цепи).

Максимальное количество выходных реле для различных типов шкафов указано в табл. 2.1. О срабатывании выходных реле сигнализируют светодиоды. Можно задать режим сигнализации (и срабатывания) выходных реле с фиксацией, а можно без фиксации сигнала.

Каждое выходное реле имеет два гальванически несвязанных контакта (часть из которых переключающие), однако общее количество контактов для различных типов шкафов не может быть больше указанного в табл. 2.1.

В комплекте предусмотрены дискретные входы (приемные цепи), действие каждого из них обеспечивается изолированным контактом на напряжение 220 В (110 В) 3. Каждая приемная цепь имеет оптронную развязку и светодиодную сигнализацию срабатывания 5. В комплекте имеется возможность блокировки действия приемных цепей с одновременной индикацией их ввода и вывода 2.

В комплекте предусмотрены элементы светодиодной сигнализации 10 (с фиксацией и без фиксации), максимальное количество которых для различных типов шкафов указано в табл. 2.1. Воздействие на элементы сигнализации осуществляется через матрицу сигнализации 8. Таким образом, можно задать действие нескольких логических сигналов (по схеме ИЛИ) на один светодиод или действие одного логического сигнала на несколько светодиодов.

При выводе из работы комплекта защиты при помощи переключателя «Режим работы» или при возникновении неисправности, которая может привести к ложному срабатыванию, схема управления шкафа снимает напряжение с выходных реле. При этом в цепи внешней сигнализации подается сигнал «Неисправность/Вывод», а на двери шкафа загорается сигнальная лампа «Неисправность или вывод».

При возникновении неисправности, не приводящей к ложному срабатыванию защиты, напряжение с выходных реле не снимается, но появляется светодиодная индикация «Неисправность» и в цепи внешней сигнализации подается сигнал «Неисправность предупредительная».

2.2.4. Примеры использования шкафов серии ШЭ111Х

Шкаф типа ШЭ1110 образует комплекс защит генераторов и трансформаторов небольшой и средней мощностей с двумя взаиморезервируемыми автономными комплектами защит в одном шкафу.

Каждый комплект выполнен на базе однокассетного терминала. Пример применения шкафа ШЭ1110 для защиты генератора малой мощности приведен на рис. 2.4.

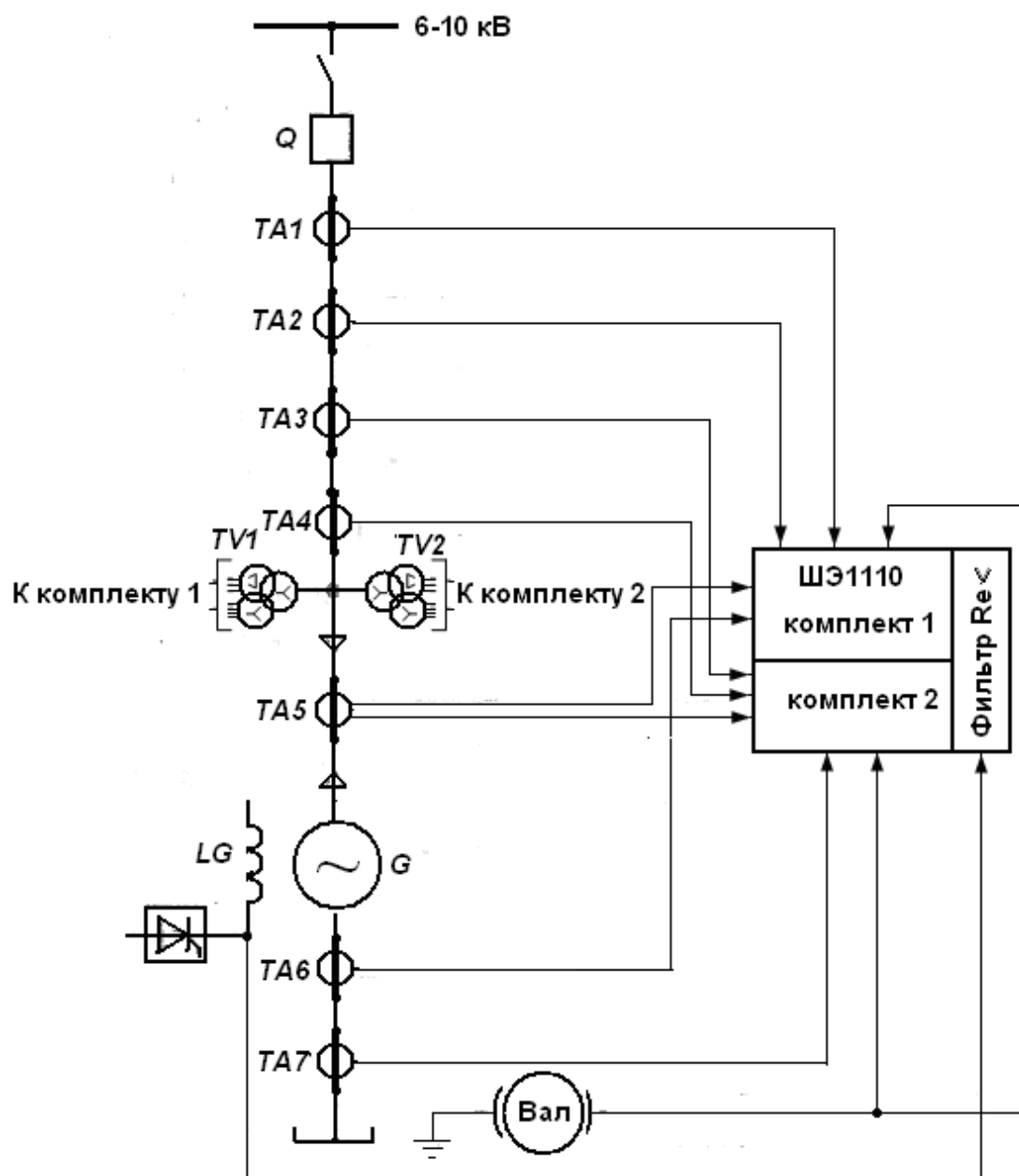


Рис. 2.4. Пример применения шкафа ШЭ1110
для защиты генератора малой мощности

В качестве обязательных защит каждый из комплектов шкафа ШЭ1110 должен содержать:

- продольную дифференциальную токовую защиту генератора ($I\Delta G$);

- защиту от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины ($I_N >$);
- защиту генератора от несимметричных перегрузок (I_2);
- то же, от симметричных перегрузок (I_1);
- резервную дистанционную защиту от междуфазных повреждений ($Z <$);
- защиту от повышения напряжения генератора ($UG >$);
- измерительные органы максимального ($I >$) и минимального ($I <$) тока;
- то же, ($U >$) и минимального ($U <$) напряжения;
- защиту обратной мощности ($P_{\text{ОБР}}$);
- защиту от потери возбуждения генератора ($\Phi <$);
- защиту от изменения частоты генератора (f);
- устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока (КИН);
- защиту ротора генератора от перегрузки (I_p);
- то же, генератора от замыкания на землю ($Re <$).

По желанию предприятия-заказчика оборудования в состав комплекта могут быть включены другие защиты из перечня защит, приведенного на с. 28–29, но общее количество защит комплекта шкафа ШЭ1110 не должно превышать 16.

Защита генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор средней мощности, как правило, выполняется на базе шкафа типа ШЭ1110М или ШЭ1113.

Шкаф типа ШЭ1110М включает в себя одну систему защит на базе двухкассетного терминала. Комплекс защит состоит из двух одинаковых шкафов. Шкаф типа ШЭ1113 образует комплекс защит с двумя взаиморезервируемыми автономными комплектами защит в одном шкафу. Каждый комплект шкафа состоит из двухкассетного терминала.

В качестве обязательных защит каждый из комплектов шкафа ШЭ1110 (рис. 2.5) должен содержать:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора собственных нужд ($I\Delta \text{ ТСН}$);
- газовую защиту трансформатора собственных нужд ($\Gamma\text{З ТСН}$);
- газовую защиту устройства регулирования напряжения (РПН) трансформатора собственных нужд ($\Gamma\text{З РПН}$);

- максимальную токовую защиту трансформатора собственных нужд на стороне ВН ($I > TCH\ ВН$);
- то же, на стороне НН ($I > TCH\ НН$);
- резервную защиту нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне ВН (I_0, U_0);
- реле тока обдува трансформатора ($I > POT$);
- реле тока блокировки РПН ($I > РПН$).

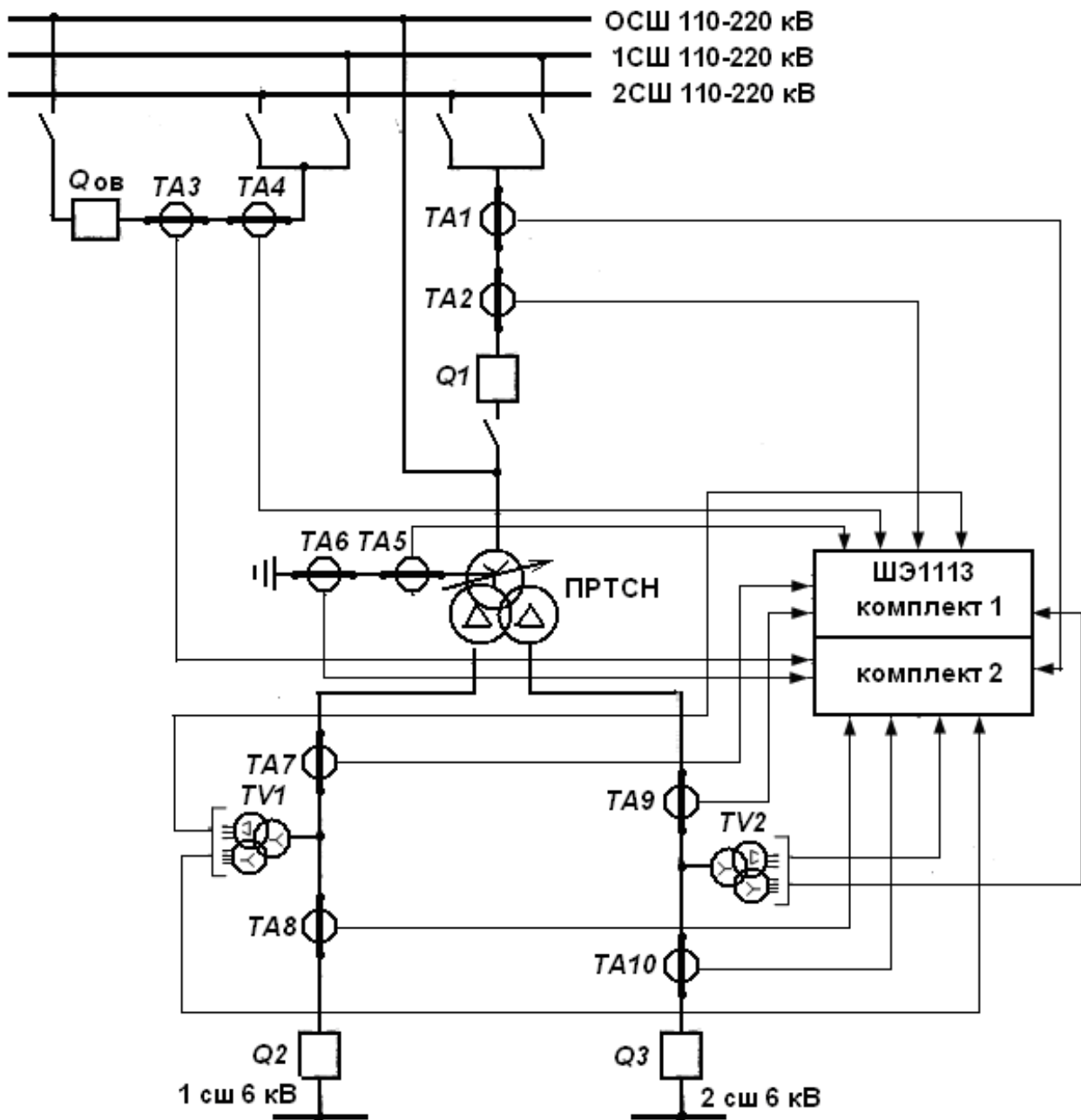


Рис. 2.5. Пример применения шкафа ШЭ1113 для защиты пускорезервного трансформатора собственных нужд

По желанию предприятия-заказчика оборудования в состав комплекта могут быть включены другие защиты из перечня защит, приведенного на с. 28–29, но общее количество защит комплекта шкафа ШЭ1113 не должно превышать 32.

Шкафы типов ШЭ1111 и ШЭ1112 образуют комплекс защит мощных блоков генератор-трансформатор с двумя взаиморезервируемыми автономными комплектами защит (на каждый комплект защит один шкаф). Каждый комплект (шкаф) состоит из трехкассетного (четырёхкассетного) терминала.

В качестве обязательных защит каждый из комплектов шкафа ШЭ1111 (см. рис. 2.6) должен содержать:

- 1) защиты генератора:
 - продольную дифференциальную токовую защиту генератора ($I\Delta G$);
 - поперечную дифференциальную токовую защиту генератора ($I\Delta >$);
 - защиту от замыканий на землю обмотки статора блока генератор-трансформатор ($U_N (F25)$ или $U_N (=100)$);
 - защиту генератора от несимметричных перегрузок (I_2);
 - защиту генератора от симметричных перегрузок (I_1);
 - резервную дистанционную защиту от междуфазных повреждений ($Z <$);
 - защиту от повышения напряжения генератора ($U >$);
 - измерительные органы максимального ($I >$) и минимального ($I <$) тока;
 - измерительные органы максимального ($U >$) и минимального ($U <$) напряжения;
 - защиту обратной мощности ($P_{\text{ОБР}}$);
 - защиту от потери возбуждения генератора ($\Phi <$);
 - защиту от изменения частоты генератора (f);
 - защиту от асинхронного режима без потери возбуждения (Φ_Z);
 - устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока (КИН);
 - защиту ротора генератора от замыкания на землю ($Re <$);
 - защиту ротора генератора от перегрузок (I_p).
- 2) защиты блочного трансформатора:
 - дифференциальную защиту трансформатора блока ($I\Delta \text{ТБ}$);
 - газовую защиту трансформатора блока ($\Gamma З \text{ТБ}$);
 - резервную защиту нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне ВН (I_0, U_0);
 - максимальную токовую защиту трансформатора блока ($I > \text{ТБ}$);
 - реле тока обдува трансформатора блока ($I > \text{РОТ}$);

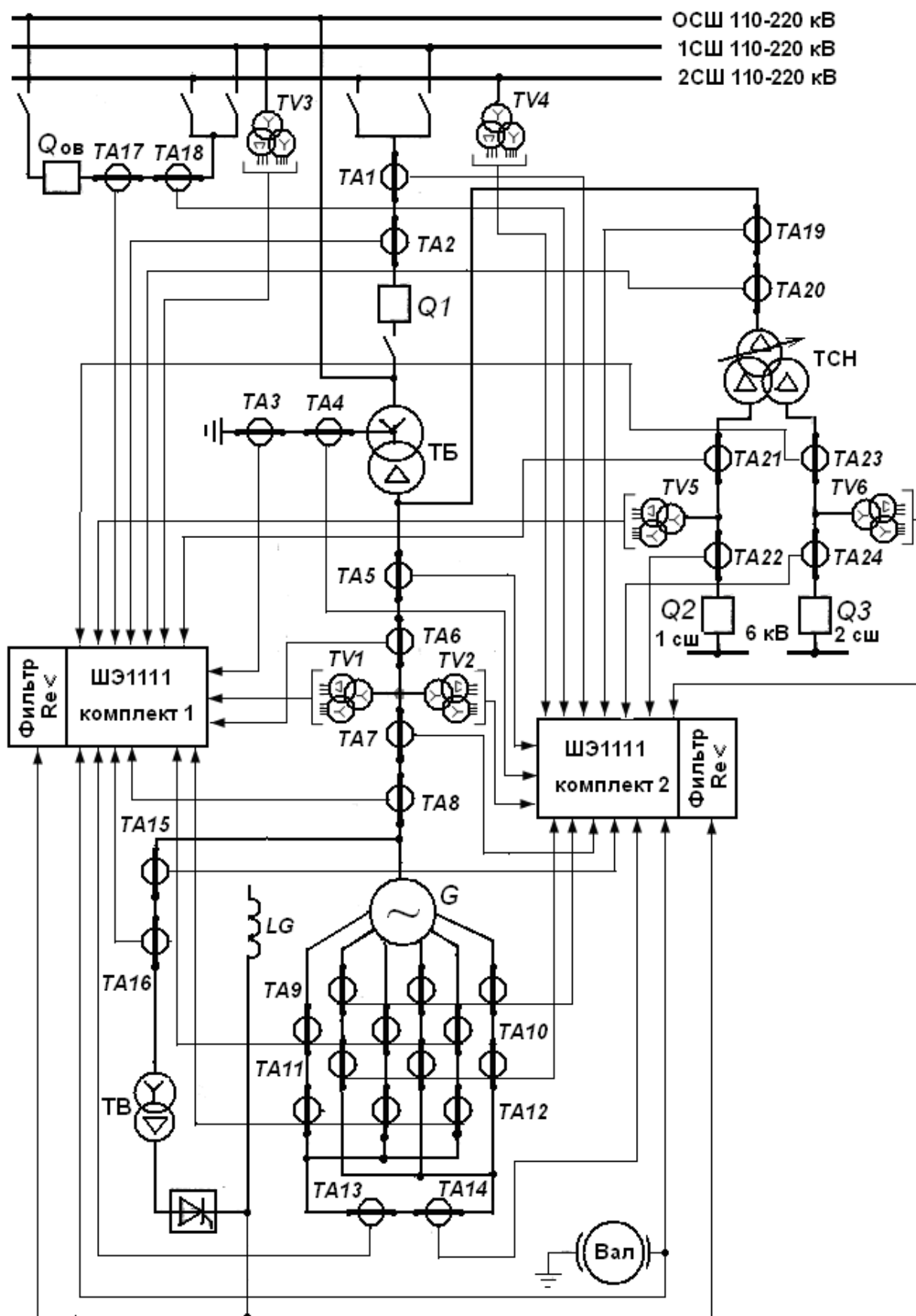


Рис. 2.6. Пример применения шкафа ШЭ1113 для защиты блока генератор-трансформатор

- 3) защиты трансформатора собственных нужд:
- дифференциальную защиту трансформатора собственных нужд ($I\Delta$ ТСН);
 - газовую защиту трансформатора собственных нужд (ГЗ ТСН);
 - газовую защиту устройства регулирования напряжения (РПН) трансформатора собственных нужд (ГЗ РПН);
 - максимальную токовую защиту трансформатора собственных нужд на стороне ВН ($I > \text{ТСН ВН}$);
 - максимальную токовую защиту трансформатора собственных нужд на стороне НН ($I > \text{ТСН НН}$);
 - резервную защиту нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне ВН (I_0, U_0);
 - реле тока обдува трансформатора ($I > \text{РОТ}$);
 - реле тока блокировки РПН ($I > \text{РПН}$);
- 4) защиты трансформатора системы возбуждения:
- токовую отсечку трансформатора возбуждения ($I \gg \text{ТВ}$);
 - максимальную токовую защиту трансформатора возбуждения ($I > \text{ТВ}$).

По желанию предприятия-заказчика оборудования в состав комплекта могут быть включены другие защиты из перечня защит, приведенного на с. 28–29, но общее количество защит комплекта шкафа ШЭ111 не должно превышать 48.

Защитные функции, выбираемые из библиотеки программ, могут привязываться к любым аналоговым входам аналого-цифрового преобразователя и использоваться необходимое количество раз для выполнения однотипных защит различных элементов.

Все уставки по току и напряжению защитных функций указываются в относительных единицах к базовым величинам тока и напряжения. При этом за базовую величину тока $I_{\text{БАЗ}}$ и напряжения $U_{\text{БАЗ}}$ защитной функции принимается вторичный номинальный ток или напряжение защищаемого элемента.

При использовании в схеме защиты нескольких комплектов ТТ (например, дифференциальные защиты) за базовую величину тока принимается вторичный номинальный ток одной из сторон защиты.

2.3. ОПИСАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ ШКАФОВ СЕРИИ ШЭ111Х И РАСЧЕТ ИХ ПАРАМЕТРОВ

2.3.1. Дифференциальные защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор

Продольные дифференциальные защиты, $I\Delta$

Шкаф серии ШЭ111Х может содержать до пяти продольных дифференциальных защит:

- продольную дифференциальную защиту генератора;
- дифференциальную защиту трансформатора блока;
- дифференциальную защиту блока генератор-трансформатор;
- дифференциальную защиту трансформатора собственных нужд;
- дифференциальную защиту трансформатора системы возбуждения (или дифференциальную защиту ошиновки стороны высшего напряжения блока генератор-трансформатор).

Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$) является основной быстродействующей защитой от междуфазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах, а также от двойных замыканий на землю в цепях генераторного напряжения. Защита действует без выдержки времени на отключение генератора (при наличии генераторного выключателя) или на полное отключение блока генератор-трансформатор (при отсутствии генераторного выключателя).

Дифференциальная защита блочного трансформатора ($I\Delta ТБ$) является основной быстродействующей защитой от коротких замыканий в обмотках трансформатора блока (или повышающего трансформатора связи с системой) и на его выводах. Защита действует без выдержки времени на полное отключение блока генератор-трансформатор.

Дифференциальная защита блока генератор-трансформатор ($I\Delta GT$) является резервной быстродействующей защитой от коротких замыканий в обмотке статора генератора и в обмотке трансформатора блока, а также на их выводах. Защита действует без выдержки времени на полное отключение блока генератор-трансформатор.

Дифференциальная защита трансформатора собственных нужд ($I\Delta ТСН$) является основной быстродействующей защитой от

междуфазных коротких замыканий в обмотке трансформатора и на его выводах. Защита действует без выдержки времени на полное отключение блока генератор-трансформатор.

Дифференциальная защита трансформатора системы возбуждения ($I\Delta$ ТВ) или продольная дифференциальная защита ошиновки 220 кВ ($I\Delta$ Ош) являются основными быстродействующими защитами от коротких замыканий в указанных элементах главной электрической схемы электростанции.

Защита действует без выдержки времени на полное отключение генератора (блока генератор-трансформатор).

Продольные дифференциальные токовые защиты элементов главной электрической схемы электростанции выполняются с торможением от сигнала I_T и могут быть включены на две или три группы трансформаторов тока (ТТ). На рис. 2.7 приведены схемы расположения ТТ для включения продольных дифференциальных защит:

– генератора при наличии выпрямительного трансформатора (ТВ) системы самовозбуждения, если этот трансформатор подключен к выводам генератора (рис. 2.7, а). Защита генератора подключается к ТТ на нулевых выводах (НВ) генератора ($TA1$), на линейных выводах (ЛВ) генератора ($TA2$) и в цепи выпрямительного трансформатора системы возбуждения ($TA3$);

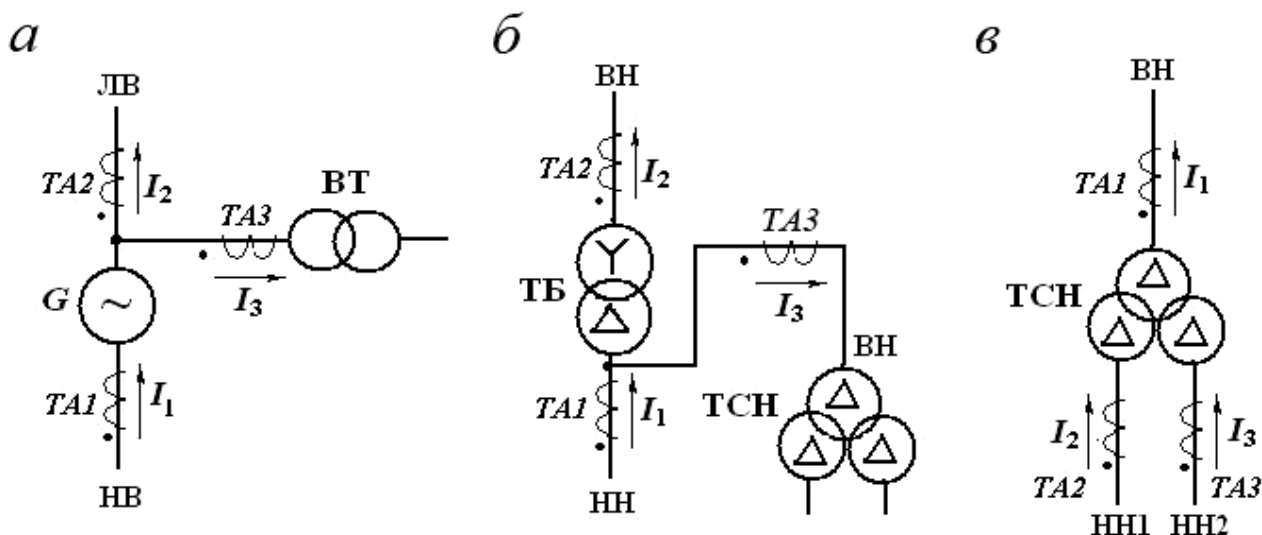


Рис. 2.7. Схема расположения ТТ для включения продольной дифференциальной защиты:
а – генератора (G); б – трансформатора блока (ТБ);
в – трансформатора собственных нужд (ТСН)

– трансформатора блока (рис. 2.7, б). Защита трансформатора блока (ТБ) подключается к ТТ в цепи генератора (ТА1), на стороне высшего напряжения (ВН) трансформатора блока (ТА2) и в цепи трансформатора собственных нужд (ТА3);

– трансформатора собственных нужд блока (рис. 2.7, в). Защита трансформатора собственных нужд (ТСН) подключается к ТТ, установленным со стороны обмотки высшего напряжения ТСН (ТА1), и к ТТ, установленным в цепях выключателей низшего напряжения НН1 (ТА2) и НН2 (ТА3).

Защита блока генератор-трансформатор подключается к ТТ, установленным со стороны обмотки высшего напряжения блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд, а также к ТТ, установленным в нулевых выводах генератора.

Для реализации функции продольной дифференциальной защиты с торможением используются следующие токи:

– при двух группах ТТ (ТА1 и ТА2) –

I_1 – ток на нулевых выводах (НВ) генератора (рис. 2.7, а) или на стороне низшего напряжения (НН) ТБ (рис. 2.7, б) (1 группа ТТ);

I_2 – ток на линейных выводах (ЛВ) генератора (рис. 2.7, а) или на стороне высшего напряжения (ВН) ТБ (рис. 2.7, б) (2 группа ТТ);

I_Δ – дифференциальный ток, $I_\Delta = |I_1 - I_2|$;

I_T – тормозной ток, $I_T = \sqrt{I_1 I_2} \cos \alpha$ для $\cos \alpha \geq 0$ (внешнее КЗ); $I_T = 0$ для $\cos \alpha < 0$ (внутреннее КЗ), где α – угол между векторами I_1 и $(-I_2)$;

– при трех группах ТТ (ТА1, ТА2 и ТА3) –

I_1 – ток на нулевых выводах генератора (рис. 2.7, а), или на стороне НН ТБ (рис. 2.7, б), или на стороне ВН ТСН (рис. 2.7, в) (1 группа ТТ);

I_2 – ток на линейных выводах генератора (рис. 2.7, а), или на стороне ВН ТБ (рис. 2.7, б), или на стороне НН1 ТСН (рис. 2.7, в) (2 группа ТТ);

I_3 – ток в цепи выпрямительного трансформатора системы возбуждения (рис. 2.7, б), или на стороне ВН ТСН (рис. 2.7, в), или на стороне НН2 ТСН (рис. 2.7, в) (3 группа ТТ);

I_Δ – дифференциальный ток, $I_\Delta = |I'_1 - I'_2|$, где I'_1 – наибольший из трех токов I_1 , I_2 и I_3 , $I'_2 = I_1 + I_2 + I_3 - I'_1$;

I_T – тормозной ток, $I_T = \sqrt{I'_1 I'_2} \cos \alpha$ для $\cos \alpha \geq 0$ (внешнее КЗ); $I_T = 0$ для $\cos \alpha < 0$ (внутреннее КЗ), где α – угол между векторами I_1 и $(-I_2)$.

Продольная дифференциальная токовая защита имеет:

– трехфазное измерение;

- отстройку от апериодических составляющих и высших гармоник;
- высокую устойчивость функционирования при внешних повреждениях и насыщении ТТ;
- высокое быстродействие;
- амплитудную коррекцию входных токов;
- токозависимую нелинейную характеристику срабатывания (рис. 2.8).

Начальный ток срабатывания $I_{Д.0}$ определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Основная погрешность защиты по начальному току срабатывания не превышает 5 %. Ток начала торможения $I_{Т.0}$ определяет точку излома характеристики срабатывания, начиная с которой величина тока срабатывания защиты зависит от величины тока торможения.

Характеристика срабатывания защиты имеет наклон, определяемый по коэффициенту торможения k_T . Под коэффициентом торможения понимается тангенс угла наклона характеристики срабатывания, т. е. отношение величины тока срабатывания ($I_{СР}$) к величине тока торможения (I_T).

При токе $I_T \geq B$ (точка излома характеристики) производится переключение характеристики:

- если $I_1 \geq B$ и $I_2 \geq B$, то защита блокируется;
- если $I_1 < B$ или $I_2 < B$, то наклон характеристики определяется коэффициентом торможения.

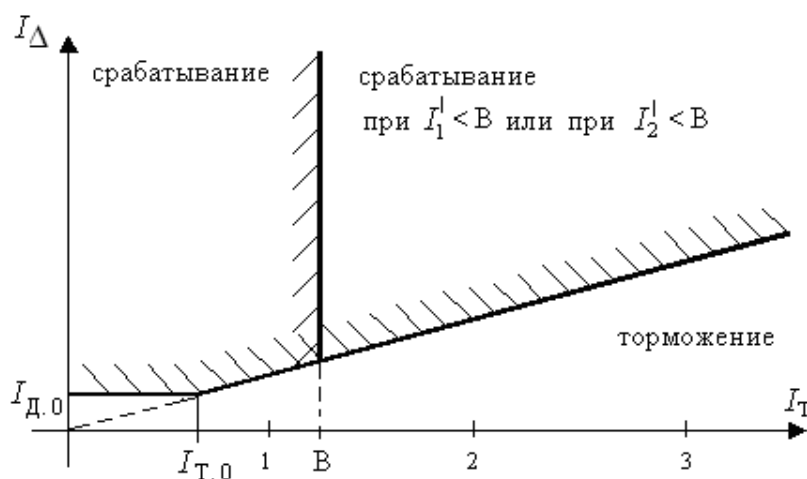


Рис. 2.8. Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты

Средняя основная погрешность по коэффициенту торможения не превышает 15 %.

Время срабатывания защиты при двукратном и более токе по отношению к току срабатывания не превышает 0,03 с.

Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в зоне действия в защите предусмотрена дифференциальная токовая отсечка.

Структурная схема логической части продольной дифференциальной защиты показана на рис. 2.9.

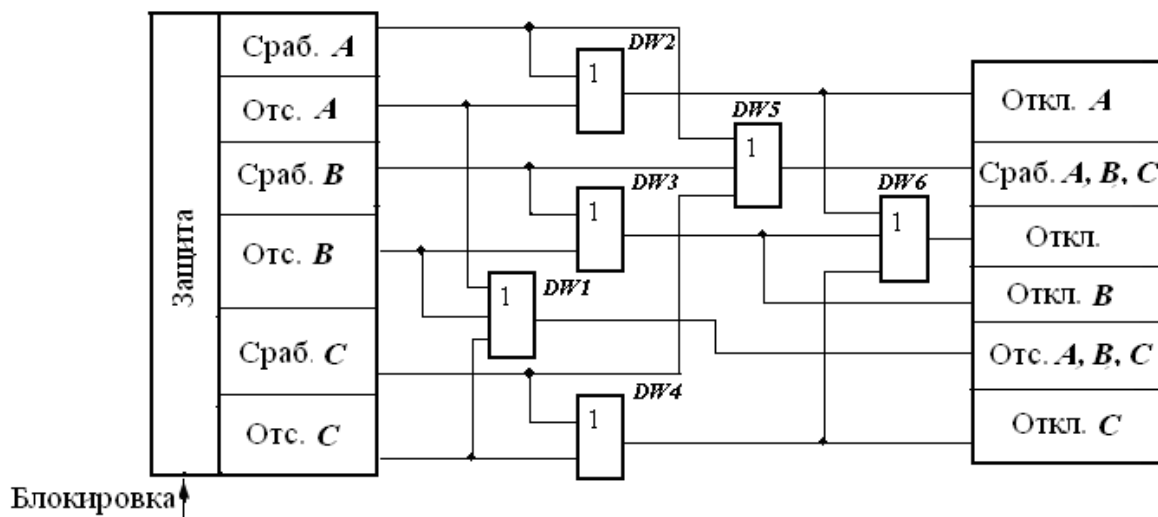


Рис. 2.9. Структурная схема логической части продольной дифференциальной защиты

Защита выполняется трехрелейной и включается на токи трех фаз. Она имеет аналоговые входы тока (до трех групп по три входа) и дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки защиты.

Дискретные выходы измерительной части защиты следующие:

- срабатывание фазы *A* (Сраб. *A*), фазы *B* (Сраб. *B*), фазы *C* (Сраб. *C*);
- срабатывание отсечки фазы *A* (Отс. *A*), отсечки фазы *B* (Отс. *B*), отсечки фазы *C* (Отс. *C*).

Дискретные выходы защиты:

- отключение фазы *A* (Откл. *A*), фазы *B* (Откл. *B*), фазы *C* (Откл. *C*), отключение (Откл.);
- срабатывание любой из фаз *A*, *B*, *C* (Сраб. *A*, *B*, *C*) и срабатывание отсечки любой из фаз *A*, *B*, *C* (Отс. *A*, *B*, *C*).

Защита обеспечивает измерение следующих сигналов:

- дифференциального тока фазы *A*, фазы *B*, фазы *C*;
- тормозного тока фазы *A*, фазы *B* и фазы *C*.

Расчет параметров продольной дифференциальной защиты генератора

Расчет параметров продольной дифференциальной защиты генератора сводится к определению:

- начального тока срабатывания $I_{Д.0}$;
- тока начала торможения $I_{Т.0}$;
- тормозного тока B ;
- коэффициента торможения k_T ;
- тока срабатывания дифференциальной отсечки $I_{СР.ОТС}$;
- амплитудной коррекции К1, К2 и К3 входных токов.

Начальный ток срабатывания $I_{Д.0}$ определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{Д.0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима

$$I_{Д.0} \geq k_H I_{НБ (НОМ)}, \quad (2.1)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 2,0; $I_{НБ (НОМ)}$ – ток небаланса номинального режима,

$$I_{НБ (НОМ)} = f_i k_{ОДН} I_{НОМ}. \quad (2.2)$$

Здесь f_i – относительная погрешность трансформаторов тока, $f_i = 0,1$; $k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности ТТ ($k_{ОДН} = 0,5$ при однотипных ТТ, $k_{ОДН} = 1$ при разнотипных ТТ); $I_{НОМ}$ – номинальный ток генератора.

Диапазон уставок $I_{Д.0}$ изменяется в пределах 0,1–0,8 с шагом 0,01.

Ток начала торможения принимается $I_{Т.0} = 1$.

Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. На наклонном отрезке характеристики обеспечивается устойчивость функционирования защиты при сквозных КЗ с насыщением ТТ (при тормозном токе более B). При выборе B должно выполняться условие

$$B \geq I_{Д.0} / k_T, \quad (2.3)$$

где k_T – коэффициент торможения.

Диапазон уставок B изменяется в диапазоне 1,0–5,0 с шагом 0,1. Типовое значение уставки $B = 1,5$. При таком значении обеспечивается достаточная чувствительность к токам КЗ в зоне рабочих токов.

Коэффициент торможения k_T обеспечивает несрабатывание защиты при протекании токов нагрузки, качаний и внешних КЗ. Величина

k_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при внешних КЗ:

$$k_T \geq k_H I_{\text{НБ (КЗ)}} / I_T, \quad (2.4)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 2,0; $I_{\text{НБ (КЗ)}}$ – максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ или асинхронном ходе,

$$I_{\text{НБ (КЗ)}} = k_{\text{АП}} f_i k_{\text{ОДН}} I_{\text{СКВ.КЗ}}. \quad (2.5)$$

Здесь $k_{\text{АП}}$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока, $k_{\text{АП}} = 2$; f_i – относительная погрешность ТТ, $f_i = 0,1$; $k_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности ТТ, $k_{\text{ОДН}} = 0,5$; $I_{\text{СКВ.КЗ}}$ – максимальный ток, протекающий через ТТ защиты при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения; I_T – ток торможения, равный максимальному току внешнего трехфазного КЗ.

Диапазон уставок k_T изменяется в пределах 0,3–0,7 с шагом 0,1. Типовое значение уставки $k_T = 0,5$. Большие значения ($k_T > 0,5$) выбираются в случае резко различных условий работы трансформаторов тока при внешних КЗ (различные типы ТТ или разные нагрузки).

Дифференциальная токовая отсечка обеспечивает быстрое и надежное срабатывание защиты при внутренних КЗ с большими токами, когда возможно насыщение высоковольтных ТТ при значении полной погрешности ТТ до 50 %. Уставка $I_{\text{СР.ОТС}}$ задается в диапазоне 6–12 с шагом 0,1.

Амплитудная коррекция K_1 , K_2 и K_3 определяет коррекцию входных токов для трех групп ТТ в целях согласования базовых токов аналоговых каналов цифрового терминала и базовых токов защитной функции ($I\Delta G$). Диапазон изменения значений K_1 , K_2 и K_3 0,1–1,0 с шагом 0,001.

Методика расчета параметров продольной дифференциальной защиты генератора может использоваться для расчета параметров продольной дифференциальной защиты ошиновки стороны ВН блока генератор-трансформатор.

Расчет параметров дифференциальной защиты трансформатора

Расчет параметров дифференциальной защиты трансформатора сводится к определению:

- начального тока срабатывания $I_{\text{Д.0}}$;
- тока начала торможения $I_{\text{Т.0}}$;
- тормозного тока В;

- коэффициента торможения k_T ;
- тока срабатывания дифференциальной отсечки $I_{\text{СР.ОТС}}$;
- времени обнаружения броска тока намагничивания $t_{\text{СР.ВКЛ}}$;
- амплитудной коррекции K_1 , K_2 и K_3 входных токов.

Начальный ток срабатывания $I_{\text{Д.0}}$ определяется по выражению (2.1), в котором $k_H = 1,1 \dots 1,3$, а ток небаланса номинального режима принимается

$$I_{\text{НБ(НОМ)}} = k_{\text{АП}} k_{\text{ОДН}} f_i + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}, \quad (2.6)$$

где $k_{\text{АП}}$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе, $k_{\text{АП}} = 2 \dots 3$; f_i и $k_{\text{ОДН}}$ имеют те же значения, что и в выражении (2.2); $\Delta U_{\text{РПН}}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН (принимается равной половине действительного диапазона регулирования, а при отсутствии РПН $\Delta U_{\text{РПН}} = 0$); $\Delta f_{\text{ВЫР}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч (определяется погрешностями входных ТТ и АЦП терминала), $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02$.

Диапазон уставок $I_{\text{Д.0}}$ изменяется в пределах 0,2–2,4 с шагом 0,01.

Типовое значение уставки $I_{\text{Д.0}} = 0,3$.

Ток начала торможения $I_{\text{Т.0}}$ принимается $I_{\text{Т.0}} = 1$.

Тормозной ток В определяется из условия (2.3).

Коэффициент торможения определяется по формуле

$$k_T \geq \frac{k_H I_{\text{Д}} - I_{\text{Д.0}}}{I_{\text{Т}} - I_{\text{Т.0}}}, \quad (2.7)$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$; $I_{\text{Д}}$ – дифференциальный ток (максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ или асинхронном ходе),

$$I_{\text{Д}} = I_{\text{НБ(КЗ)}} = (k_{\text{АП}} k_{\text{ОДН}} f_i + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) I_{\text{СКВ.КЗ}}. \quad (2.8)$$

Здесь $k_{\text{АП}}$, $k_{\text{ОДН}}$, f_i , $\Delta U_{\text{РПН}}$ и $\Delta f_{\text{ВЫР}}$ имеют те же значения что и в выражении (2.6); $I_{\text{СКВ.КЗ}}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ,

$$I_{\text{СКВ.КЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС}} k_{\text{СХ.ТТ.СТОП}}}{I_{\text{БАЗ.СТОП}} K_{\text{ТТ.СТОП}}},$$

$I_{\text{Т}}$ – ток торможения при принятом способе формирования торможения,

$$I_{\text{Т}} = \sqrt{I_{\text{СКВ.КЗ}} (I_{\text{СКВ.КЗ}} - I_{\text{Д}}) \cos \beta}. \quad (2.9)$$

Здесь β – угол между векторами токов $I_{\text{СКВ}}$ и $(I_{\text{СКВ}} - I_{\text{Д}})$, $\beta = 180 - \alpha$.

В проектных расчетах можно принять $\beta = 10-20^\circ$.

Диапазон уставок k_T изменяется в диапазоне 0,3–0,7 с шагом 0,1. Типовое значение уставки $k_T = 0,5$. Большие значения ($k_T > 0,5$) выбираются в случае различных условий работы ТТ при внешних КЗ (различные типы ТТ или разные нагрузки).

Дифференциальная токовая отсечка обеспечивает быстрое и надежное срабатывание защиты при внутренних КЗ и больших токах, когда возможно насыщение высоковольтных ТТ и увеличение значения полной погрешности ТТ до 50 %.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается исходя из двух условий:

- по отстройке от броска тока намагничивания $I_{\text{ср.отс}} \geq 6,0$ (изменяется в диапазоне 6–12 с шагом 0,1);
- по отстройке от расчетного максимального тока небаланса при внешнем КЗ,

$$I_{\text{ср.отс}} \geq k_H I_{\text{НБ (КЗ)}}, \quad (2.10)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,5, а $I_{\text{НБ КЗ}}$ определяется по выражению (2.8) при $k_{\text{АП}} = 3$.

Бросок тока намагничивания обнаруживается по соотношению второй гармонической составляющей к основной гармонической составляющей, которое принимается равным 10 %. Действие функции обнаружения броска тока намагничивания длится в течение времени включения $t_{\text{ВКЛ}}$ трансформатора, изменяющемся в пределах 1,0–20 с с шагом 0,1 с. При действии функции обнаружения броска тока намагничивания начальный ток срабатывания защиты принимает значение $I_{\text{ср.вкл}}$. Диапазон изменения $I_{\text{ср.вкл}}$ составляет 0,2–2,0 с шагом 0,1. Рекомендуемая уставка $I_{\text{ср.вкл}} = 0,8$.

Амплитудная коррекция K_1, K_2, K_3 определяет амплитудную коррекцию входных токов для согласования базовых токов аналоговых каналов цифрового терминала с базовыми токами защитной функции ($I\Delta T$). Диапазон изменения K_1, K_2, K_3 0,1–1,0 с шагом 0,001.

Методика расчета параметров дифференциальной защиты трансформатора может использоваться для расчета параметров дифференциальной защиты блока генератор-трансформатор.

Поперечная дифференциальная защита генератора / Δ >

Поперечная дифференциальная защита является основной быстродействующей защитой от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора. Выполняется на генераторах, имеющих

параллельные ветви в обмотках статора генератора, и реагирует на ток между нейтральными параллельных ветвей обмоток статора, соединенных по схеме звезды.

Поперечная дифференциальная защита имеет однофазное измерение, высокое быстродействие, отстройку от апериодических составляющих и высших гармоник, устойчивость функционирования при внешних повреждениях.

Защита действует на отключение генератора (блока генератор-трансформатор).

Для поперечной дифференциальной защиты генератора определяются следующие параметры:

- ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса

$$I_{C3} = (0,02-0,3)I_{\text{НОМ.Г}}, \quad (2.11)$$

где $I_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальный ток генератора;

- время срабатывания защиты, которое задается в диапазоне 0,02–0,04 с с шагом 0,01 с.

Ток срабатывания защиты регулируется в диапазоне 0,1–1,5 А с шагом 0,01 А. На частотах $3f_{\text{НОМ}}$ и выше значения тока срабатывания защиты увеличиваются не менее чем в 8 раз по сравнению со значением тока срабатывания при частоте $f_{\text{НОМ}}$. Дополнительная погрешность тока срабатывания защиты в диапазоне рабочих температур не превышает $\pm 5\%$ от значений, измеренных при нормальной температуре.

2.3.2. Защиты генераторов от замыканий на землю в обмотке статора

Защиты от замыканий на землю обмотки статора генераторов, работающих на сборные шины

Токовая защита нулевой последовательности, реагирующая на емкостный ток основной частоты, $I_N >$ предназначена для действия при замыканиях на землю обмотки статора турбогенератора мощностью до 12 МВт, работающего на сборные шины генераторного напряжения. Защита действует на полное отключение генератора.

Защита включается на ток нулевой последовательности, выделяемый с помощью специального ТТ нулевой последовательности (ТТНП) типа ТНПУ-3, который устанавливается на линейных выводах генератора и охватывает пучок кабелей присоединения защищае-

мого генератора к сборным шинам в сети с компенсированной или изолированной нейтралью (рис. 2.10). Защита реагирует на естественный емкостной ток основной частоты.

При устойчивом металлическом замыкании на землю на одном из выводов обмотки статора в зоне работы защиты (фаза C , точка K_1) по ее двум неповрежденным фазам проходят составляющие тока основной частоты, обусловленные емкостями поврежденных фаз сети и фаз обмотки статора генератора. Эти составляющие складываются в поврежденной фазе и проходят по ней до места замыкания. Со стороны сборных шин по поврежденной фазе до места замыкания проходят составляющие остальной части тока замыкания на землю.

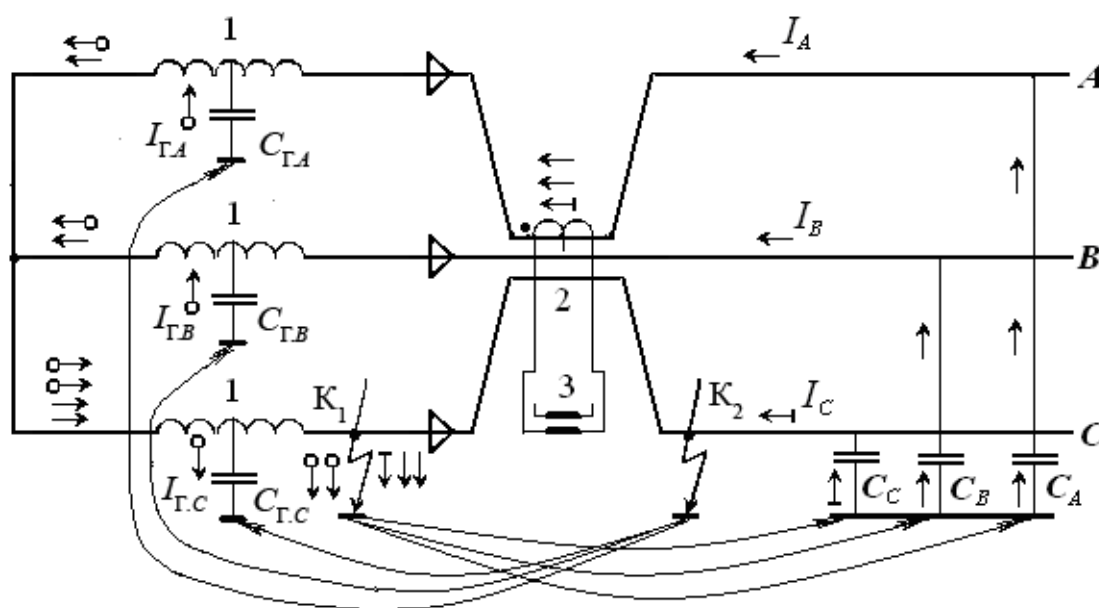


Рис. 2.10. Распределение токов в цепях защиты при однофазных замыканиях на землю в обмотке статора генератора (точка K_1) и при внешнем замыкании (точка K_2):

1 – обмотки фаз статора генератора; 2 – ТТНП; 3 – датчик тока НП

Уровень тока нулевой последовательности основной частоты, проходящего через ТТ защиты, определяется суммой токов всех фаз со стороны сборных шин, обусловленных емкостями всех фаз сети генераторного напряжения. Этот ток вызывает срабатывание защиты.

При внешнем однофазном замыкании (фаза C , точка K_2) уровень тока нулевой последовательности основной частоты, проходящего через ТТ защиты, определяется суммой токов всех фаз, обусловленных емкостями всех фаз обмоток статора защищаемого генератора. От этого тока защита должна быть отстроена по величине при расчете ее тока срабатывания.

Защита может иметь два измерительных органа:

- чувствительный для действия при однофазных замыканиях на землю;
- грубый для действия при двойных замыканиях на землю, когда одна точка замыкания находится в генераторе, а другая – в сети генераторного напряжения.

Токовая защита нулевой последовательности обладает следующими свойствами:

- абсолютная селективность с охватом зоной действия до 90 % обмотки статора от линейных выводов генератора;
- отстройка от внешних КЗ на землю;
- отстройка от апериодической составляющей и высших гармоник тока нулевой последовательности.

Недостаток защиты – наличие зоны нечувствительности у нулевых выводов генератора.

Защита имеет аналоговый вход тока и дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки защиты. Дискретный выход защиты – срабатывание отключающего органа I_{OT} .

Защита обеспечивает измерение тока нулевой последовательности.

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- тока срабатывания чувствительного органа;
- то же, грубого органа;
- времени срабатывания защиты по цепи чувствительного органа.

Ток срабатывания чувствительного органа защиты определяется из условий отстройки от собственного емкостного тока генератора, протекающего через защиту при внешнем однофазном замыкании в сети генераторного напряжения, и тока небаланса ТТНП по выражению

$$I_{CP.Ч} = \frac{2I_{C.Г} + 1,5I_{НБ}}{k_B K_{ТТ}},$$

где $I_{C.Г}$ – собственный емкостный ток генератора (задается в паспортных данных генератора); $I_{НБ}$ – ток небаланса ТТНП (определяется по номинальному току генератора, если защита по цепи чувствительного органа действует с выдержкой времени; определяется по максимальному току внешнего междуфазного КЗ, если защита по цепи чувствительного органа действует без выдержкой времени); k_B – коэффициент возврата защиты, принимается равным 0,9; $K_{ТТ}$ – коэффициент передачи измерительного ТТНП.

Диапазон изменения тока срабатывания 10–50 мА с шагом 0,1 мА. Первичный ток срабатывания грубого органа защиты, действующего на отключение без выдержкой времени, принимается равным 100–200 А. Время срабатывания защиты по цепи чувствительного органа выбирается из диапазона 0,5–2 с.

Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины, $I_N (U_N)$ предназначена для действия при замыканиях на землю обмотки статора турбогенератора мощностью до 36 МВт. Защита действует на отключение генератора.

Защита подключается к выходу трехтрансформаторного фильтра тока нулевой последовательности (ФТНП) и на напряжение $3U_0$ ТН, установленных на линейных выводах генератора.

На рис. 2.11 приведено распределение токов в цепях защиты при однофазных замыканиях на землю.

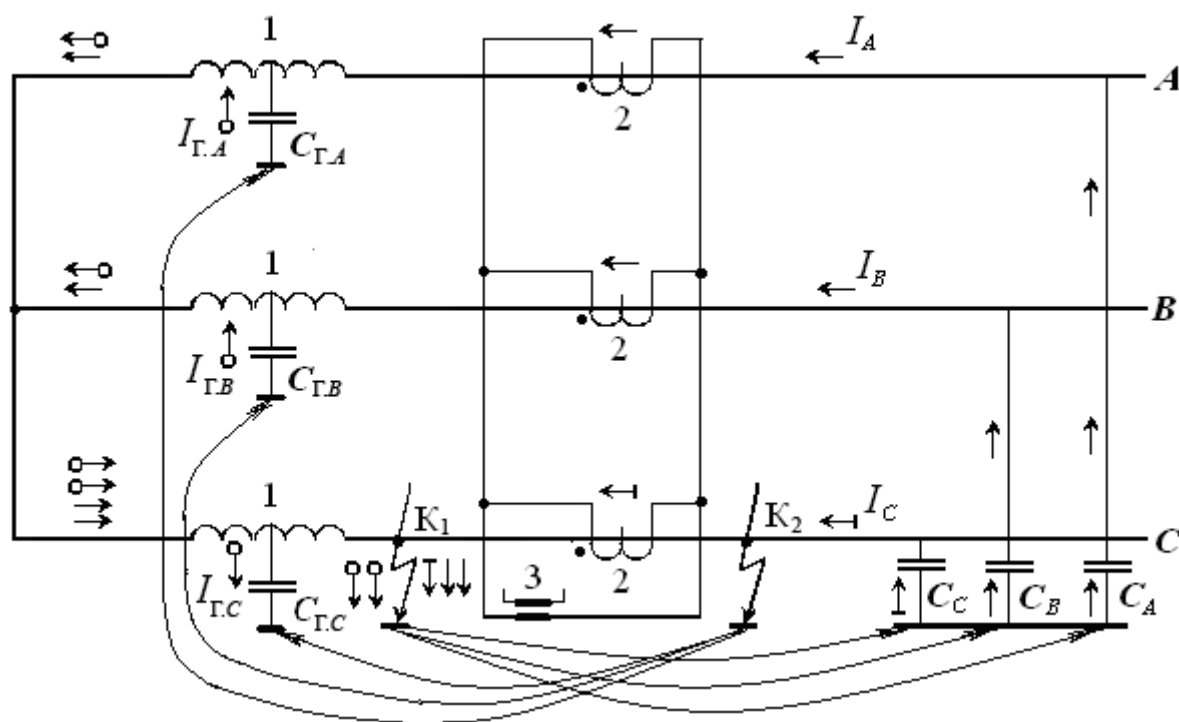


Рис. 2.11. Распределение токов в цепях защиты при однофазных замыканиях на землю в обмотке статора генератора (точка K_1) и при внешнем замыкании (точка K_2):

1 – обмотки фаз статора генератора; 2 – фазные трансформаторы тока на линейных выводах генератора; 3 – датчик тока нулевой последовательности

При устойчивом металлическом замыкании на землю на одном из выводов обмотки статора в зоне работы защиты (фаза С, точка K_1) по ее двум неповрежденным фазам проходят составляющие непромыш-

ленной частоты (в т. ч. третьей гармоники), обусловленные емкостями поврежденных фаз сети и фаз обмотки статора генератора. Эти составляющие складываются в поврежденной фазе и проходят по ней до места замыкания. Со стороны сборных шин по поврежденной фазе до места замыкания проходят составляющие остальной части тока замыкания на землю.

При внешнем однофазном замыкании (фаза С, точка К₂) уровень тока нулевой последовательности не промышленной частоты определяется суммой токов всех фаз, обусловленных емкостями всех фаз обмотки статора защищаемого генератора. От этого тока защита должна быть отстроена по величине тока срабатывания.

Защита (рис. 2.12) содержит:

– отключающие органы – I_{03} , реагирующий на составляющие третьей гармоники; I_0 , реагирующий на составляющие основной частоты.

Рис. 2.12. Структурная схема защиты $I_N(U_N)$

Действие защиты разрешается от пускового органа U_0 , что обеспечивает защиту 85–90 % витков обмотки статора со стороны линейных выводов. При замыкании на землю со стороны нейтрали действие защиты разрешается от пускового органа ΔU_{03} при условии, что уровень составляющих третьей гармоники на выводах генератора в предшествующем режиме был достаточен для работы органа U_{03} . При двойном замыкании на землю (одно в обмотке статора генератора, а другое в сети генераторного напряжения) работает отключающий орган тока I_0 .

Защита обладает следующими свойствами:

- абсолютная селективность;
- отстройка от внешних КЗ на землю;
- отстройка от апериодической составляющей и высших гармоник.

Защита имеет аналоговые входы тока и напряжения, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки защиты.

Дискретными выходами защиты являются:

- срабатывание пускового органа напряжения нулевой последовательности (Сраб. U_0);
- срабатывание органа напряжения нулевой последовательности третьей гармоники (U_{03});
- срабатывание пускового органа приращения напряжения нулевой последовательности третьей гармоники (ΔU_{03});
- срабатывание отключающего органа тока нулевой последовательности третьей гармоники (I_{03});
- отключение.

Защита обеспечивает измерение:

- напряжения нулевой последовательности (U_0);
- напряжения третьей гармоники (U_{03});
- тока нулевой последовательности третьей гармоники (I_{03}).

Расчет параметров защиты от замыкания на землю обмотки статора генератора $I_N (U_N)$ сводится к определению уставок срабатывания:

- по напряжению нулевой последовательности U_0 (задается в диапазоне 5,0–20 В с шагом 0,1 В);
- по току нулевой последовательности I_0 (задается в диапазоне 0,1–5,0 А с шагом 0,01 А);
- по напряжению нулевой последовательности третьей гармоники U_{03} (задается в диапазоне 0,5–3,0 В с шагом 0,1 В);

– по относительному приращению напряжения нулевой последовательности третьей гармоники ΔU_{03} (задается в диапазоне 2,0–3,5 В/с с шагом 0,1 В/с);

– по току нулевой последовательности третьей гармоники I_{03} (задается в диапазоне 1,0–20 мА с шагом 0,1 мА).

Уставка срабатывания по току нулевой последовательности третьей гармоники I_{03} определяет чувствительность защиты при замыкании обмотки статора генератора на землю и выбирается с учетом возможных токов замыкания на основании следующих условий:

– уставка срабатывания по току нулевой последовательности третьей гармоники I_{03} должна быть не более

$$I_{\text{CP.03}} \leq \frac{3I_{\Phi.1}^{(K1)} k_{\Gamma}}{k_{\text{H}} K_{\text{TT}}}, \quad (2.12)$$

где $I_{\Phi.1}^{(K1)}$ – емкостный ток замыкания на землю основной составляющей в точке K_1 ,

$$I_{\Phi.1}^{(K1)} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{Л}} C_{\text{Э.Ф.С}} \omega. \quad (2.13)$$

Здесь $U_{\text{Л}}$ – линейное напряжение на выводах генератора; $C_{\text{Э.Ф.С}}$ – эквивалентная емкость каждой фазы сети генераторного напряжения относительно земли; ω – угловая частота; k_{Γ} – коэффициент третьей гармоники, принимается равным 0,02–0,03; k_{H} – коэффициент надежности, принимается равным 2–3; K_{TT} – коэффициент передачи измерительного ТТП;

– уставка срабатывания по току нулевой последовательности третьей гармоники I_{03} должна быть не менее

$$I_{\text{CP.03}} \geq \frac{3I_{\Phi.1}^{(K2)} k_{\Gamma}}{k_{\text{H}} K_{\text{TT}}}, \quad (2.14)$$

где $I_{\Phi.1}^{(K2)}$ – емкостный ток замыкания на землю основной составляющей в точке K_2 ,

$$I_{\Phi.1}^{(K2)} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{Л}} C_{\text{Э.Ф.Г}} \omega. \quad (2.15)$$

Здесь $C_{\text{Э.Ф.Г}}$ – эквивалентная емкость каждой фазы обмотки статора генератора относительно земли.

Остальные величины в выражениях (2.14) и (2.15) соответствуют аналогичным величинам в формулах (2.12) и (2.13).

При замыкании на землю в обмотке статора генератора (точка K_1 на рис. 2.11) ток нулевой последовательности третьей гармоники определяется значением эквивалентной емкости каждой фазы сети ге-

нераторного напряжения, при внешнем замыкании на землю (точка K_2 на рис. 2.11) – значением эквивалентной емкости каждой фазы обмотки статора генератора относительно земли.

Выбранные значения уставок защиты уточняются при пусконаладочных испытаниях с учетом величины напряжения в различных режимах работы генератора по опыту замыкания на землю в нейтрали и на выводах генератора.

Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины (дифференциальная), $I_N\Delta$ предназначена для действия при замыканиях на землю обмотки статора турбогенератора мощностью до 36 МВт, работающего на сборные шины генераторного напряжения. Защита действует на полное отключение генератора.

Защита реагирует на высшие гармоники токов фаз, появляющиеся при однофазных замыканиях на землю в обмотке статора генератора. Фиксация замыкания на землю в обмотке статора осуществляется путем сравнения разностей составляющих токов не промышленной частоты, протекающих по реле двух неповрежденных фаз, с третьей – поврежденной. Разность токов обеспечивается включением реле по дифференциальной схеме, использующей ТТ, которые установлены на линейных выводах генератора, и ТТ, которые установлены со стороны нейтрали генератора.

Защита (рис. 2.13) подключается к двум цепям трансформаторов тока каждой фазы на нулевых и линейных выводах статора генератора, а также к выходу трехтрансформаторного фильтра тока нулевой последовательности (ФТНП) и на напряжение $3U_0$ ТН, установленных на линейных выводах генератора.

Защита содержит пусковой орган I_0 , реагирующий на составляющие третьей гармоники в токе нулевой последовательности.

Отключающий орган $I_{от}$ реагирует на составляющие третьей гармоники разностей токов линейных выводов и нейтрали фаз защищаемого генератора, а орган $I_{бл}$ определяет вид повреждения по фазовым и абсолютным соотношениям этих составляющих.

При отсутствии замыкания на землю разностный ток каждой фазы близок к нулю, а ток нулевой последовательности определяется небалансом токов нормального режима.

При устойчивом металлическом замыкании на землю на одном из выводов обмотки статора в зоне работы защиты (фаза С, точка K_1) по

ее двум неповрежденным фазам проходят составляющие токов не промышленной частоты (в т. ч. и третьей гармоники), обусловленные емкостями поврежденных фаз сети и фаз обмотки статора генератора. Эти составляющие складываются в поврежденной фазе и проходят по ней до места замыкания. Со стороны сборных шин по поврежденной фазе до места замыкания проходят составляющие остальной части тока замыкания на землю. В этих условиях уровень составляющих не промышленной частоты разностного тока поврежденной фазы, определяемый суммарной емкостью сети, значительно превышает уровни разностных токов неповрежденных фаз, обусловленные емкостями неповрежденных фаз обмотки генератора.

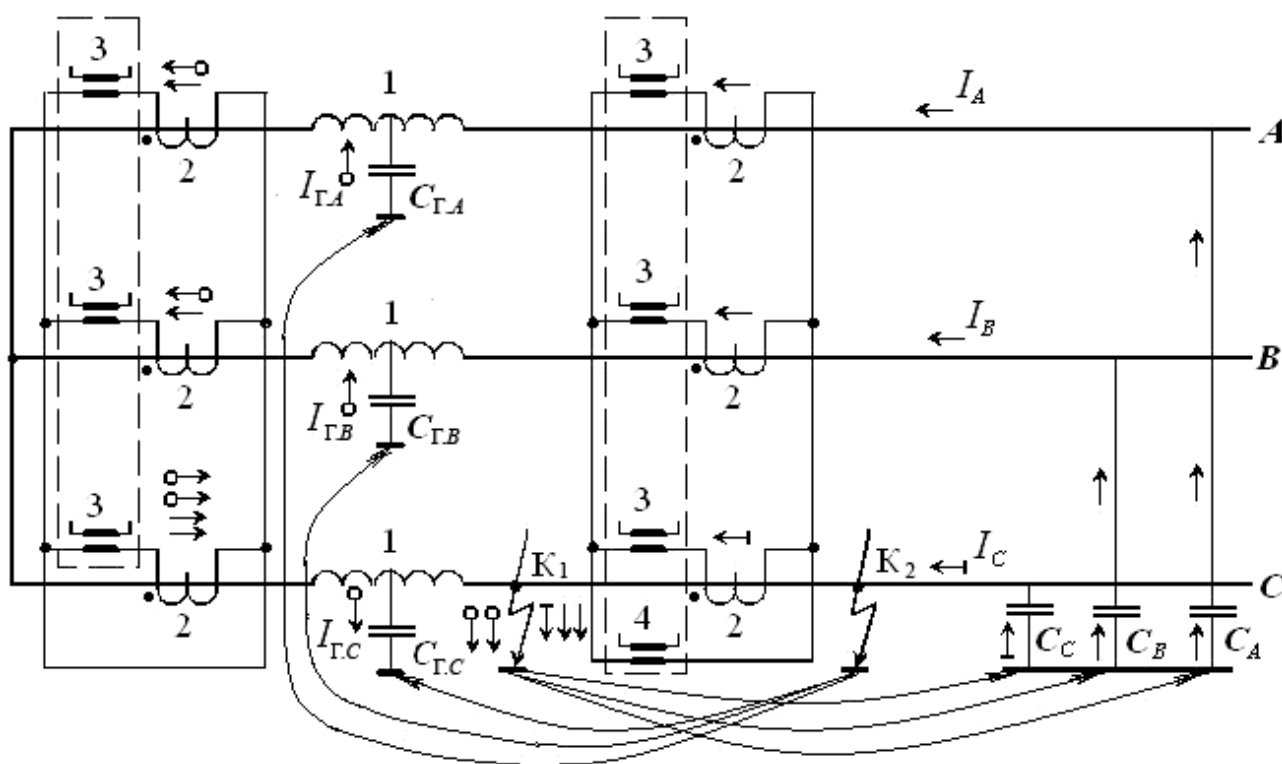


Рис. 2.13. Распределение токов в цепях защиты при однофазных замыканиях на землю в обмотке статора генератора (точка K_1) и при внешнем замыкании (точка K_2):

- 1 – обмотки фаз статора генератора; 2 – фазные трансформаторы тока;
- 3 – датчики тока на нулевых и линейных выводах генератора;
- 4 – датчик тока нулевой последовательности на линейных выводах генератора

Уровень тока нулевой последовательности не промышленной частоты определяется суммой токов всех фаз со стороны сборных шин, обусловленных емкостями всех фаз.

При внешнем однофазном замыкании уровни составляющих разностных токов не промышленной частоты всех фаз определяются только емкостями обмотки статора генератора. Уровень составляющих разностного тока поврежденной фазы ниже, т. к. находится под меньшим напряжением.

Уровень тока нулевой последовательности не промышленной частоты определяется суммой токов всех фаз, обусловленных емкостями всех фаз обмотки статора защищаемого генератора.

Защита выделяет составляющие разностного тока третьей гармоники во всех трех фазах и тока нулевой последовательности, по фазовым и абсолютным соотношениям этих составляющих определяет вид повреждения и поврежденную фазу обмотки статора генератора. Защита вводится в работу пусковым органом напряжения $3U_0$, что обеспечивает защиту 85–90 % витков обмотки статора со стороны фазных выводов.

Защита обладает следующими свойствами:

- абсолютная селективность с охватом зоной действия до 90 % обмотки статора от линейных выводов генератора;
- отстройка от внешних КЗ на землю;
- отстройка от апериодической составляющей и высших гармоник тока нулевой последовательности.

Недостаток защиты – наличие зоны нечувствительности у нулевых выводов генератора.

Структурная схема логической части защиты от замыкания на землю обмотки статора генератора (дифференциальной) показана на рис. 2.14.

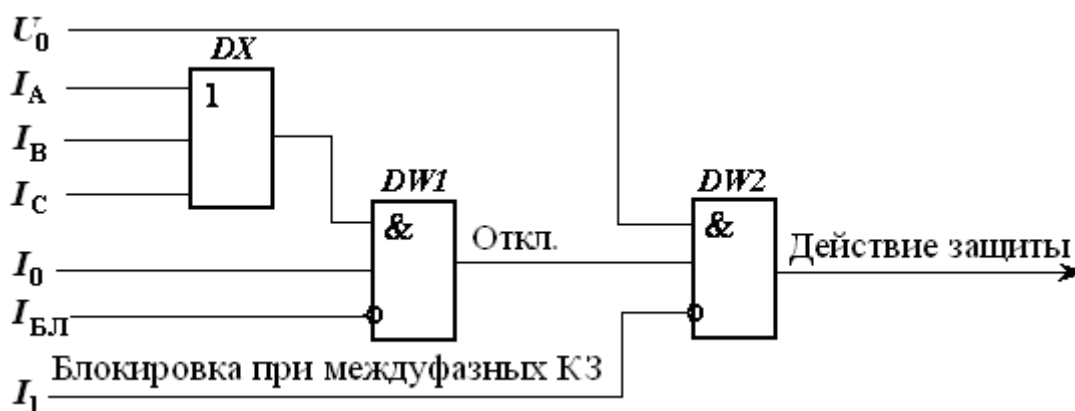


Рис. 2.14. Структурная схема логической части защиты от замыканий на землю в обмотке статора (дифференциальной)

Защита имеет аналоговые входы тока и напряжения и дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки защиты.

Дискретными выходами защиты являются:

- срабатывание пускового органа тока нулевой последовательности (I_0);
- срабатывание фазы A (I_A), фазы B (I_B), фазы C (I_C), блокирующего органа ($I_{\text{БЛ}}$);
- отключение.

Защита обеспечивает измерение:

- дифференциального тока третьей гармоники фазы A , фазы B , фазы C ;
- тока нулевой последовательности третьей гармоники;
- разности составляющих третьей гармоники тока нулевой последовательности и суммы дифференциальных токов фаз A , B , C .

Расчет параметров защиты сводится к определению дифференциального тока срабатывания или тока нулевой последовательности по третьей гармонической составляющей $I_{\text{СР.03}}$ (задается в диапазоне 1,0–10 мА с шагом 0,1 мА), коэффициентов K_1 и K_2 .

Уставка срабатывания по току нулевой последовательности третьей гармоники I_{03} определяет чувствительность защиты при замыкании обмотки статора генератора на землю и выбирается с учетом возможных токов замыкания по выражениям (2.12) и (2.13).

Для надежного действия защиты рабочее значение основной составляющей некомпенсированного емкостного тока замыкания на землю должна быть больше 10 А.

Коэффициенты, определяющие селективность защиты и ее отстройку от реальных токов небаланса, принимают значения:

- K_1 в диапазоне 3,0–10 с шагом 0,1;
- K_2 в диапазоне 2,0–10 с шагом 0,1.

Минимальные значения коэффициентов соответствуют малым токам замыкания на землю и уточняются при пусковых испытаниях.

Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины (с наложением 25 Гц), $I_N(f\ 25)$, предназначена для действия при замыканиях на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины генераторного напряжения в сети с компенсированной нейтралью.

Источник контрольного тока с частотой $f_{\text{НОМ}}/2$ включается в цепь дугогасительного реактора сети. Защита подключается к выходу

трехтрансформаторного фильтра тока нулевой последовательности (ФТНП), трансформаторы тока которого устанавливаются на линейных выводах генератора.

Ток нулевой последовательности при однофазном замыкании на землю в сетях с компенсированной нейтралью содержит частоту, близкую к 25 Гц. Поскольку в токе нулевой последовательности ФТНП имеется довольно значительная составляющая тока небаланса с номинальной частотой, а составляющая тока контрольной частоты даже при замыкании на землю весьма мала, то производится предварительное усиление сигнала с частотой $f_{\text{НОМ}}/2$ и подавление составляющей номинальной частоты.

Для предотвращения ложного срабатывания защиты при внешних замыканиях и кратковременных режимах, сопровождающихся большими небалансами токов с частотой $f_{\text{НОМ}}/2$ на выходе ФТНП, при срабатывании органа тока нулевой последовательности защита действует на отключение генератора с выдержкой времени 10–20 с, а при наличии контроля от органа напряжения нулевой последовательности – с выдержкой времени 0,5–1,0 с.

Защита обладает следующими свойствами:

- высокая чувствительность и абсолютная селективность с охватом зоной действия 100 % обмотки статора генератора;
- отстройка от внешних КЗ на землю;
- отстройка от аperiodической составляющей и высших гармоник;
- вычисление сопротивления изоляции обмотки статора генератора относительно земли.

Защита имеет аналоговые входы тока и напряжения и дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки защиты.

На дискретных выходах защиты появляются сигналы о срабатывании отключающего органа $I_{\text{ОТ}}$ и пускового органа U_0 .

Защита обеспечивает измерение:

- напряжения нулевой последовательности частотой $f_{\text{НОМ}}$;
- тока нулевой последовательности частотой $f_{\text{НОМ}}/2$;
- сопротивления изоляции обмотки статора относительно земли.

Расчет параметров защиты сводится к определению уставки срабатывания пускового органа U_0 (задается в диапазоне 5–20 В с шагом 0,1 В) и уставки срабатывания отключающего органа $I_{\text{ОТ}}$ (задается в диапазоне 0,1–5 мА с шагом 0,1 мА).

Защиты от замыкания на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором

Защита от замыкания на землю обмотки статора блока генератор-трансформатор $U_N (U_0)$ предназначена для действия при замыканиях на землю обмотки статора генератора, не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд или сетью потребителей. Для ее выполнения необходима установка в нейтрали генератора дугогасящего реактора или трансформатора напряжения. Особенностью защиты является то, что она не имеет зоны нечувствительности.

Схема подключения защиты к измерительным ТН, установленным на линейных выводах генератора $TV1$ и в нейтрали генератора $TV2$, показана на рис. 2.15.

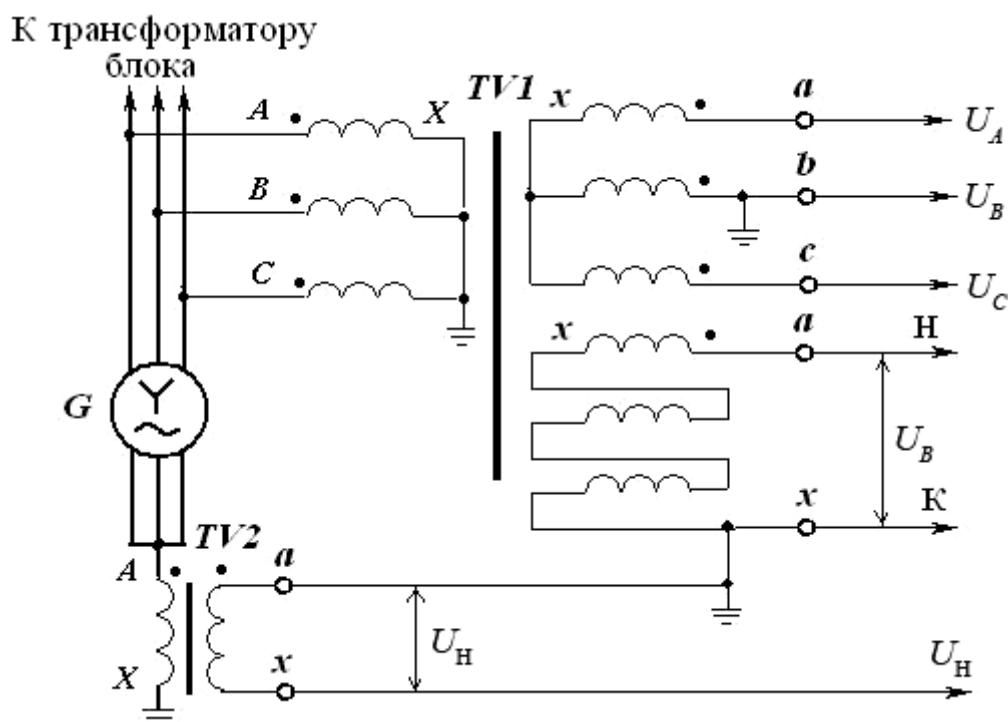


Рис. 2.15. Схема подключения защиты к измерительным ТН

Защита содержит два органа:

- орган напряжения основной гармоники U_0 , представляющий собой максимальное реле напряжения нулевой последовательности. Он подключается к трансформатору напряжения $TV1$ линейных выводов генератора;

- орган напряжения третьей гармоники U_{03} , представляющий собой реле напряжения с торможением, реагирующее на отношение

модулей абсолютных значений напряжений третьих гармоник $|U_H|$ и $|U_B + U_N|$, где U_H – напряжение третьей гармоники, полученное от трансформатора напряжения $TV2$ в нейтрали генератора; U_B – напряжение третьей гармоники, полученное с зажимов разомкнутого треугольника трансформатора $TV1$ линейных выводов генератора.

Орган напряжения основной гармоники нулевой последовательности U_0 может обеспечить защиту 85–95 % витков обмотки статора со стороны фазных выводов, а оставшая часть обмотки защищается с помощью органа напряжения третьей гармоники U_{03} , охватывающего примерно 30 % витков обмотки со стороны нейтрали.

На рис. 2.16 приведена схема замещения (для одной фазы) и эпюры напряжения третьей гармоники между фазой и землей в обмотке генератора.

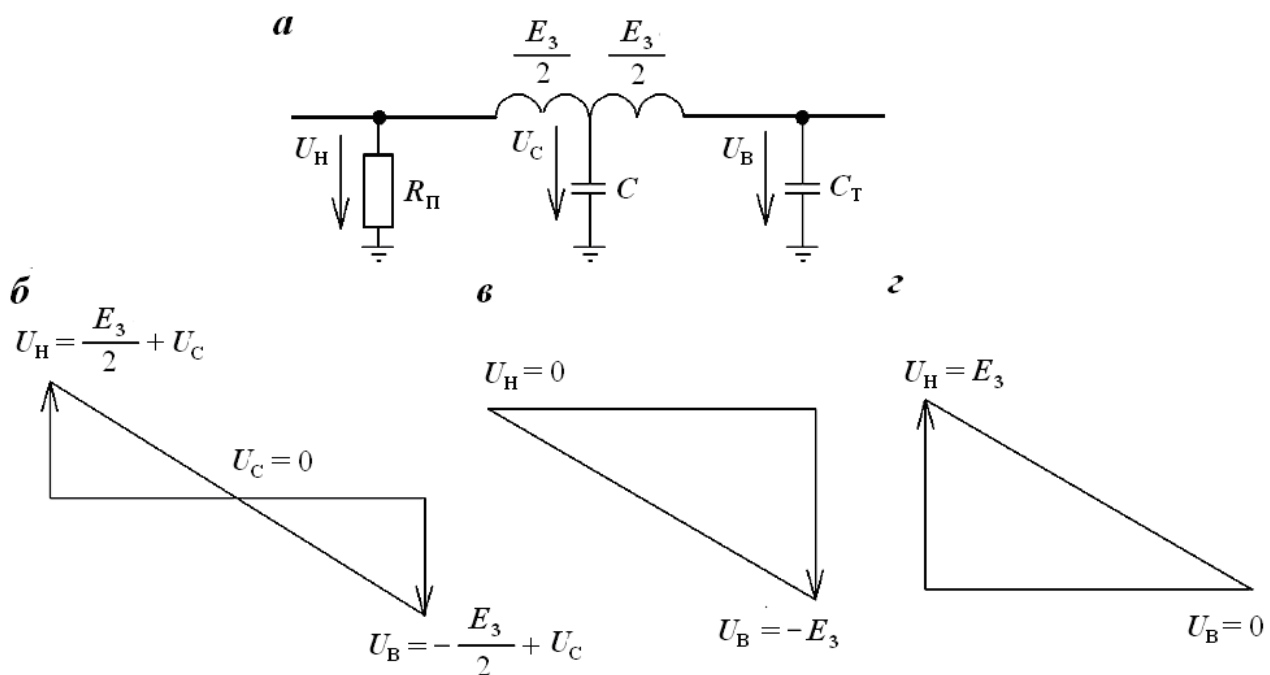


Рис. 2.16. Напряжение третьей гармоники в обмотке статора генератора:

a – схема замещения:

E_3 – ЭДС третьей гармоники; C_T – емкость обмоток трансформаторов блока и собственных нужд; C – емкость обмотки генератора; U_C – напряжение третьей гармоники на емкости обмотки статора; R_{Π} – переходное сопротивление в месте КЗ;

б – распределение напряжения третьей гармоники вдоль обмотки в нормальном режиме;

в – то же, при замыкании на землю у нейтрали генератора;

г – то же, при замыкании на землю у линейных выводов генератора

Для обеспечения надежного функционирования органа напряжения третьей гармоники U_{03} недостаточно использовать только напряжение U_H установившегося режима при замыкании на землю вблизи нейтрали в связи со значительными колебаниями уровня ЭДС третьей

гармоники в зависимости от режима работы генератора. Поэтому в органе U_{03} рабочая цепь включается на сумму напряжений $|U_B + U_H|$, а тормозная – на напряжение $|U_H|$.

В нормальном режиме (без замыкания на землю в обмотке) суммарное напряжение $|U_B + U_H|$ близко к нулю и напряжение тормозной цепи надежно удерживает защиту от срабатывания (рис. 2.16, б).

При замыкании у нулевых выводов (рис. 2.16, в) напряжение $|U_H|$, которое является тормозным, равно нулю, а напряжение $|U_B|$ достигает максимального значения. В результате этого под действием рабочего напряжения $|U_B + U_H|$ защита срабатывает.

При замыкании у линейных выводов напряжение $|U_B|$ равно нулю, а тормозное напряжение $|U_H|$ достигает максимальной величины (рис. 2.16, г), в результате чего защита не работает.

Поведение защиты (срабатывание органа U_{03}) характеризуется коэффициентом торможения k_T , который определяется отношением рабочего напряжения к тормозному в момент его срабатывания.

Защита (рис. 2.17) обладает следующими свойствами:

- защищает выводы генератора и часть обмотки статора (до 85 %) путем измерения основной составляющей напряжения нулевой последовательности;
- защищает нейтраль генератора и часть обмотки статора со стороны нейтрали (до 30 %) путем измерения соотношения напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора;
- отстроена от внешних КЗ;
- отстроена от апериодической составляющей и высших гармоник;
- имеет амплитудно-фазовую коррекцию напряжений третьей гармоники.

Защита имеет аналоговые входы напряжения от ТН нейтрали генератора, напряжений разомкнутого треугольника и звезды от ТН линейных выводов генератора, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки и запрет функции блокировки защиты при внешних КЗ.

Дискретные выходы защиты следующие:

- срабатывание органа напряжения основной составляющей нулевой последовательности U_0 (Сраб. U_0);
- срабатывание третьей гармоники U_{03} (Сраб. U_{03});
- срабатывание обратной последовательности U_2 (Сраб. U_2);
- отключение (Откл. U_{03}).

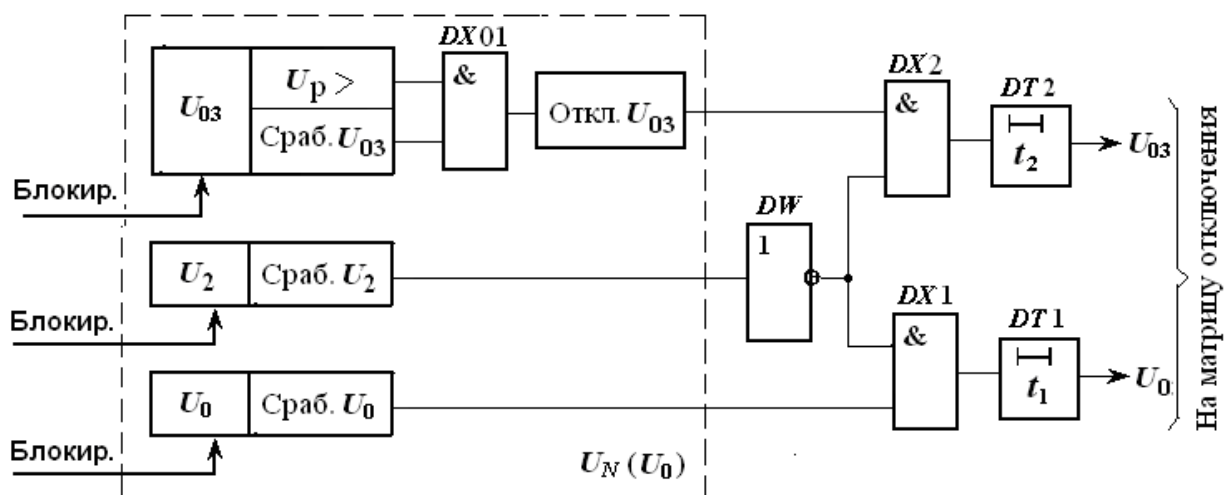


Рис. 2.17. Структурная схема защиты $U_N(U_0)$

Защита обеспечивает измерение:

- основной составляющей напряжения нулевой последовательности выводов генератора;
- составляющей напряжения обратной последовательности;
- напряжения третьей гармоники рабочей цепи ($U_H + U_B$);
- напряжения тормозной цепи (U_H).

Защита действует с выдержкой времени на полное отключение генератора (блока генератор-трансформатор).

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- уставки срабатывания органа напряжения нулевой последовательности U_0 (задается в диапазоне 5,0–30 В с шагом 0,1 В);
- уставки срабатывания органа напряжения обратной последовательности U_2 (задается в диапазоне 2–20 В с шагом 0,1 В). Как правило, орган U_2 для блокировки защиты не требуется, поскольку при необходимости можно загрузить орган U_0 ;
- уставки по коэффициенту торможения k_T (задается в диапазоне 0,3–3,0 с шагом 0,01 и определяет уставку органа напряжения третьей гармоники). Рекомендуемая уставка по k_T 1,5–3,0;
- времени отключения генератора органом напряжения нулевой последовательности t_1 (принимается равным 0,5 с);
- времени отключения генератора третьей гармоникой t_2 (принимается на ступень селективности Δt с больше, чем t_1 , $\Delta t = 0,2–0,3$).

Уставка срабатывания органа напряжения нулевой последовательности определяется по выражению

$$U_{0\text{ сз}} = \frac{k_H}{k_B} U_{\text{НБ}}, \quad (2.16)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,1; k_B – коэффициент возврата, принимается равным 0,9; $U_{\text{НБ}}$ – напряжение

небаланса, обусловленное несимметрией фазных напряжений. Значение $U_{\text{НБ}}$ задается равным 7–10 В.

Уставка срабатывания органа напряжения обратной последовательности определяется по выражению

$$U_{2\text{СЗ}} = \frac{k_{\text{Н}}}{k_{\text{В}}} U_{\text{НБ.ФНОП}}, \quad (2.17)$$

где $U_{\text{НБ.ФНОП}}$ – напряжение небаланса фильтра напряжения обратной последовательности (ФНОП). Максимальное значение напряжения небаланса ФНОП принимается равным 3,5 В.

Значения остальных коэффициентов в выражении (2.17) соответствуют аналогичным коэффициентам в формуле (2.16).

Уставка органа напряжения третьей гармоники задается уставкой по коэффициенту торможения и определяется по выражению

$$k_{\text{Т}} \leq \frac{1}{X} - 2, \quad (2.18)$$

где X – доля обмотки статора генератора, защищаемая органом напряжения третьей гармоники. Принимается равной 0,25–0,3.

Защита от замыкания на землю обмотки статора блока генератор-трансформатор (с наложением 25 Гц) $U_{\text{N}} (f\ 25)$ предназначена для действия при замыканиях на землю обмотки статора генератора, не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд или сетью потребителей.

Принцип действия защиты основан на наложении на первичные цепи статора генератора контрольного тока с частотой $f_{\text{НОМ}}/2$. К защите подводятся напряжение $U_{\text{ДГР}}$ с измерительной обмотки дугогасящего реактора (ДГР) и напряжение $U_{\text{ИСТ}}$ измерительной обмотки источника контрольного тока. Схема подключения защиты показана на рис. 2.18.

Источник контрольного тока (ИКТ) с частотой $f_{\text{НОМ}}/2$ включается последовательно в цепь дугогасящего реактора (ДГР) генератора со стороны его заземляемого вывода и нейтрали генератора. При замыкании через переходное сопротивление $R_{\text{ПЕР}}$ вектор напряжения $U_{\text{ДГР}}$ меняет фазу и модуль в широких пределах относительно вектора напряжения $U_{\text{ИСТ}}$ (при изменении величины $R_{\text{ПЕР}}$ от сопротивления изоляции цепи относительно земли до металлического замыкания на землю).

Защита имеет две независимые ступени срабатывания по переходному сопротивлению в месте замыкания на землю: 1-ю и 2-ю ступень.

При устойчивом замыкании через переходное сопротивление защита производит вычисление его величины и действует на предупредительную сигнализацию (1 ст.) и на отключение (2 ст.), если вычисленная величина $R_{\text{ПЕР}}$ меньше заданной уставки.

Для повышения надежности работы защита должна дополняться органом напряжения нулевой последовательности основной составляющей, что обеспечивает защиту 85–95 % витков обмотки статора генератора со стороны линейных выводов.

В защите предусмотрены выдержки времени при действии 1-й и 2-й степени, а также при неисправности источника контрольного тока с диапазоном регулирования.

Защита блокируется при снижении рабочей величины напряжения частотой $f_{\text{НОМ}}/2$ на выходе измерительной обмотки источника контрольного тока до 0,7 от номинальной и обеспечивает сигнализацию о неисправности.

Защита обладает следующими свойствами:

- высокая чувствительность и абсолютная селективность с охватом зоной действия 100 % обмотки статора генератора при замыканиях на землю во всех режимах работы генератора;
- отстройка от внешних КЗ на землю;
- контроль источника наложенного тока.

На рис. 2.19 приведена структурная схема защиты $U_N (f25)$.

Защита имеет аналоговые входы напряжения $U_{\text{ДГР}}$ и напряжения $U_{\text{ИКТ}}$, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки.

Дискретные выходы защиты следующие:

- срабатывание 1-й ступени защиты (1 ст.);

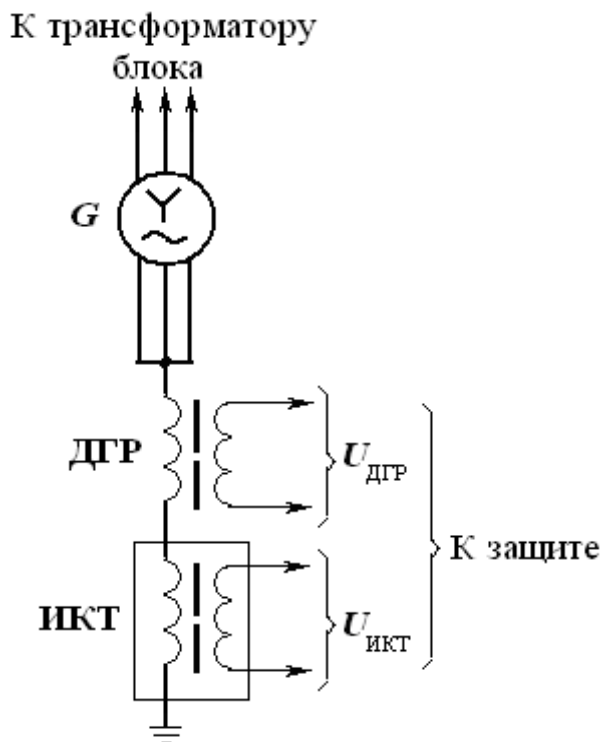


Рис. 2.18. Схема подключения защиты

В нормальном режиме контакт реле K замкнут, и поэтому ток с частотой 25 Гц существенно ограничивается сопротивлением дросселя. При замыкании на землю контакт K размыкается при появлении напряжения нулевой последовательности промышленной частоты (или при снижении напряжения частоты 25 Гц), при этом ток от источника контрольного тока увеличивается. Ток с частотой 50 Гц в цепи обмотки ТН, соединенной по схеме разомкнутого треугольника, при замыкании на землю ограничивается эквивалентным сопротивлением дросселя и фильтра.

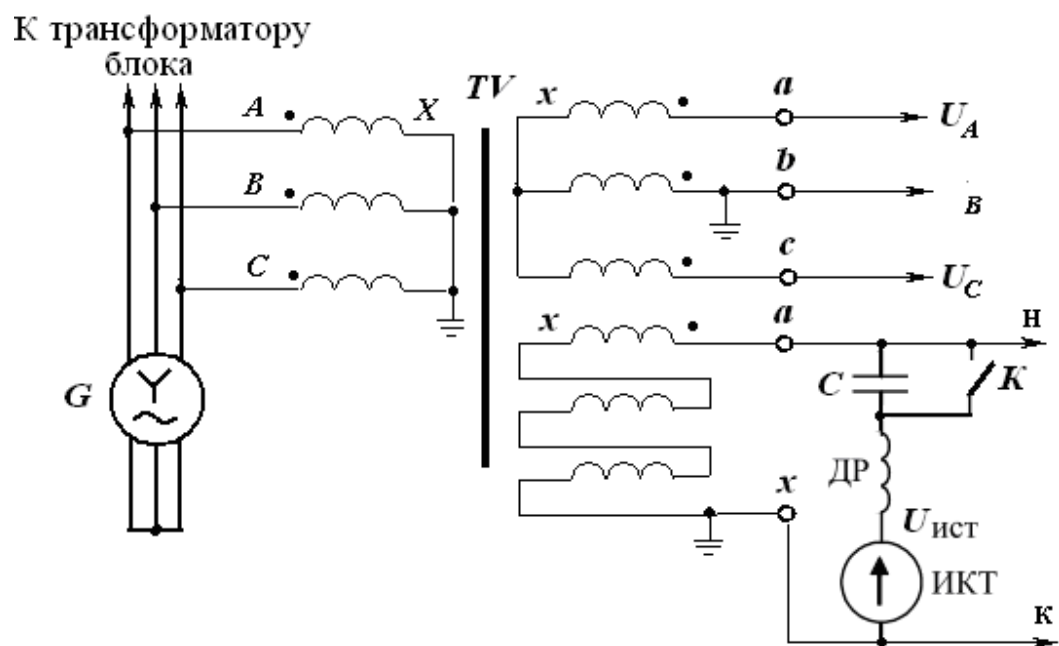


Рис. 2.20. Схема подключения ИКТ защиты к ТН

При устойчивом замыкании через переходное сопротивление защита производит вычисление его величины и действует на сигнализацию (1 ст.) и на отключение (2 ст.), если вычисленная величина переходного сопротивления меньше заданной уставки.

Защита обладает следующими свойствами:

- высокая чувствительная и абсолютная селективность с охватом зоной действия 100 % обмотки статора генератора от замыкания на землю;
- отстройка от внешних КЗ на землю;
- отстройка от апериодической составляющей и высших гармоник;
- вычисление сопротивления изоляции обмотки статора генератора относительно земли;
- контроль источника наложенного тока.

Защита имеет аналоговые входы тока и напряжения, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки и разрешения. Структурная схема дискретных выходов защиты приведена на рис. 2.21.

Дискретными выходами защиты являются:

- срабатывание пускового органа минимального напряжения частотой $f_{\text{НОМ}}/2$ ($U_N <$);
- срабатывание органа тока частотой $f_{\text{НОМ}}/2$ ($I_N >$);
- срабатывание органа тока 1-й ступени защиты (1 ст.);
- срабатывание органа тока 2-й ступени защиты (2 ст.);
- неисправность источника контрольного тока ($U_{\text{ИСТ}} <$);
- действие на сигнализацию (Сигн.);
- отключение (Откл.);
- пуск форсировки (Пуск форсир.). Пуск форсировки разрешается только при наличии срабатывания дополнительного пускового органа основной составляющей нулевой последовательности U_0 .

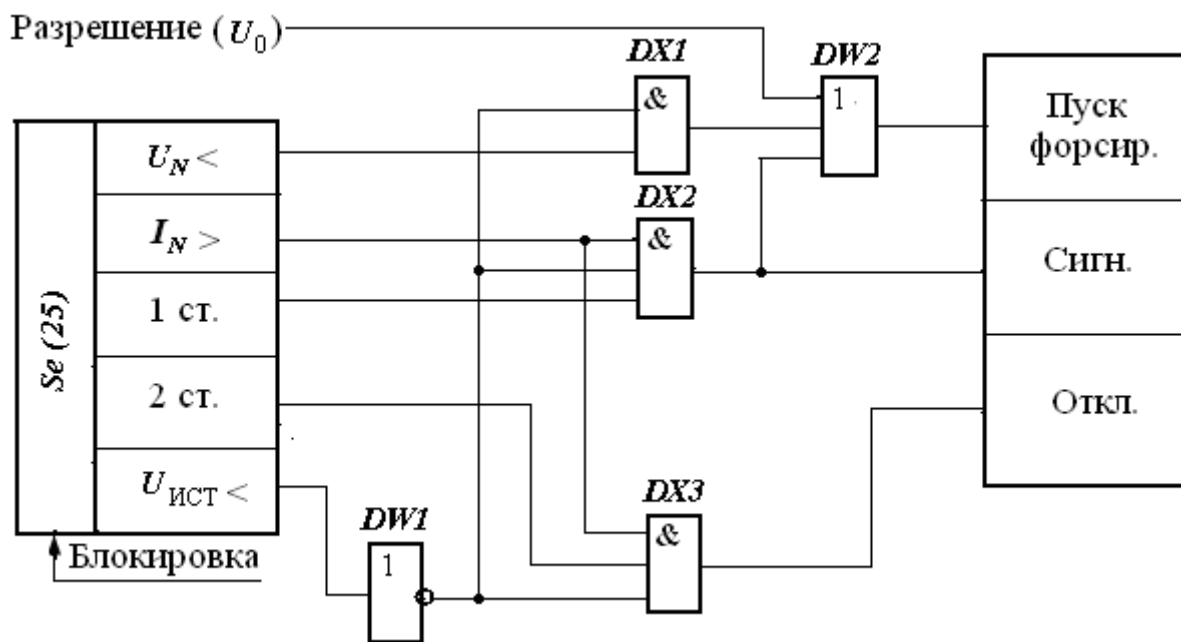


Рис. 2.21. Структурная схема дискретных выходов защиты *Se* (f25)

Защита обеспечивает измерение:

- напряжения U_N частотой $f_{\text{НОМ}}/2$;
- напряжения ИКТ, $U_{\text{ИСТ}}$;
- тока I_N частотой $f_{\text{НОМ}}/2$.

Защита действует с выдержкой времени на полное отключение генератора (блока генератор-трансформатор).

Расчет параметров защиты сводится к определению уставки:

- пускового органа U_0 (задается в диапазоне 1–20 В);
- пускового органа $U_N <$ (принимает значения в диапазоне 0,05–10 В с шагом 0,01 В, т. к. напряжение нулевой последовательности с частотой $f_{\text{НОМ}}/2$ на обмотке ТН, соединенной по схеме разомкнутого треугольника, зависит от суммарной емкости сети и может колебаться в широких пределах);
- органа контроля исправности ИКТ $U_{\text{ИСТ}} <$ (задается в диапазоне 10–20 В);
- органа тока $I_N >$ (задается в диапазоне 0,01–1,0 мА с шагом 0,01 мА);
- по активному сопротивлению 1-й ступени (задается в диапазоне 1,0–10 кОм с шагом 0,1 кОм);
- по активному сопротивлению 2-й ступени (задается в диапазоне 0,5–5 кОм с шагом 0,1 кОм).

При этом уставки срабатывания по 1-й и 2-й ступени должны удовлетворять условию

$$R_{\text{УСТ}} \leq X_{\Gamma} / k_{\text{ЗАП}}, \quad (2.19)$$

где X_{Γ} – эквивалентное емкостное сопротивление всех фаз обмотки статора защищаемого генератора относительно земли на частоте 25 Гц; $k_{\text{ЗАП}}$ – коэффициент запаса (принимает значения 2,0–3,0).

Защита от замыкания на землю обмотки статора блока генератор-трансформатор (с наложением постоянного тока)

$U_N (=100)$ предназначена для действия при замыканиях на землю обмотки статора генератора, не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд или сетью потребителей. Принцип действия защиты основан на наложении постоянного тока на первичные цепи статора генератора от источника постоянного контрольного тока (ИКТП-1) частотой $f_{\text{НОМ}}/2$. Высокая чувствительность защиты на принципе наложения постоянного тока позволяет выявлять различные дефекты изоляции статора генератора.

На рис. 2.22 показана схема подключения источника контрольного тока к измерительным ТН и к защите $U_N (=100)$. С измерительной обмотки источника постоянного контрольного тока к защите подводится напряжение частотой $f_{\text{НОМ}}/2$. Среднее значение этого сигнала примерно пропорционально постоянной составляющей наложенного напряжения, которая обратно пропорциональна переходному сопротивлению обмотки статора генератора относительно земли. При этом нейтрали всех трансформаторов напряжения блока генератор-трансформатор объединяются и заземляются через устройство наложения постоянного тока ИКТП-1.

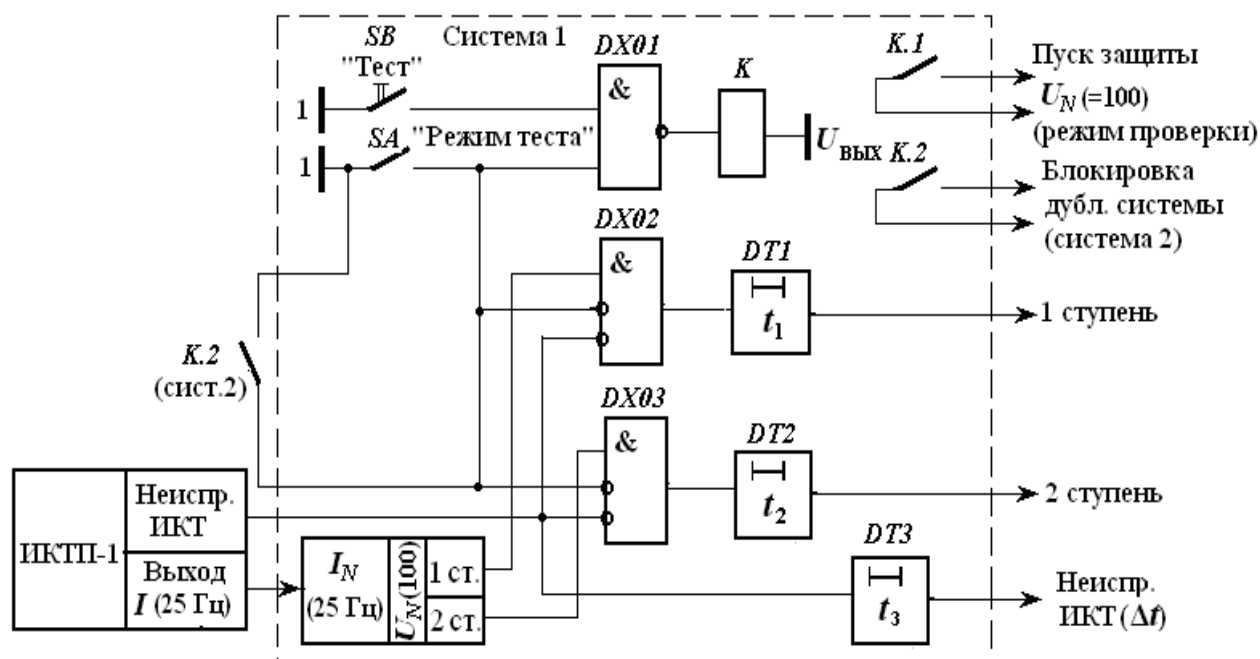


Рис. 2.23. Структурная схема защиты от замыкания на землю обмотки статора блока генератор-трансформатор (с наложением постоянного тока) $U_N (=100)$

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- уставки по активному сопротивлению 1-й ступени (задается в диапазоне 5–20 кОм с шагом 0,1 кОм);
- уставки по активному сопротивлению 2-й ступени (задается в диапазоне 50–2000 кОм с шагом 1,0 кОм);
- времени отключения генератора по цепи 1-й ступени t_1 (принимается равным 0,5 с);
- времени отключения генератора по цепи 2-й ступени t_2 (принимается равным 9 с).

2.3.3. Защиты генератора от асинхронного режима

Защита генератора от потери возбуждения $\Phi <$

При потере возбуждения или недовозбуждении генератора возникают опасные условия по напряжению с потерей устойчивости или выпадению его из синхронизма.

Защита генератора от потери возбуждения выполняется на основе направленного реле сопротивления с круговой характеристикой (рис. 2.24) и подключается к измерительным ТТ и ТН в цепи генератора.

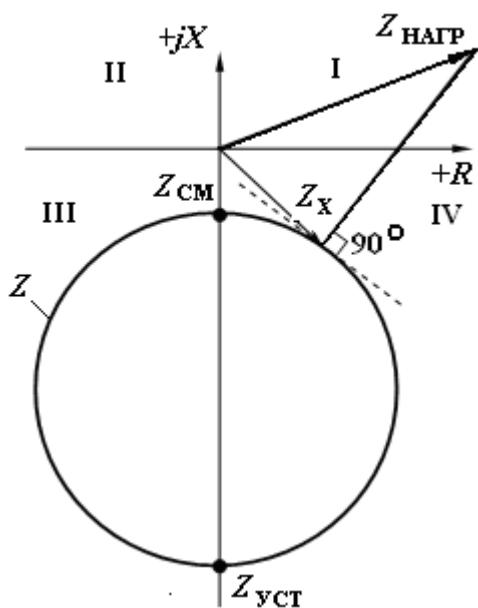


Рис. 2.24. Характеристика срабатывания защиты от потери возбуждения:

$Z_{уст}$, $Z_{см}$ – уставки по сопротивлению соответственно срабатывания и смещения основной функции при угле максимальной чувствительности 270° ;

$Z_{нагр}$, $Z_х$ – значения полного сопротивления соответственно нормального нагрузочного режима и характеристики срабатывания органа минимального сопротивления, $Z_х$ – определяемое как ближайшее к $Z_{нагр}$

Принцип действия защиты основан на изменении положения вектора полного сопротивления на выводах генератора $Z_{нагр}$ при потере возбуждения.

В нормальном режиме работы, когда генератор выдает в сеть активную и реактивную мощность, вектор полного сопротивления на выводах генератора $Z_{нагр}$ обычно располагается в I квадранте комплексной плоскости сопротивлений. При потере возбуждения генератор потребляет из сети значительную реактивную мощность и продолжает нести активную нагрузку, вектор полного сопротивления перемещается в IV квадрант, в результате чего происходит срабатывание защиты.

Алгоритм защиты реализует основную функцию Z , дополненную функцией интегратора, и функцию блокировки защиты при внешних КЗ ΔZ .

Действие основной функции защиты обеспечивается при попадании годографа сопротивления на зажимах генератора в область характеристики срабатывания, ограниченную окружностью Z (рис. 2.24).

Функция интегратора необходима для обеспечения непрерывности действия основной функции при выявленном недовозбуждении и качаниях мощности, когда годограф сопротивления существенно изменяется и может кратковременно выйти из области срабатывания основной функции. Интегратор поддерживает сигнал действия основной функции на отключение, если время отсутствия сигнала срабатывания основной функции не превышает t_B . При этом время действия

защиты на отключение $t_{\text{СР}}$, равное времени нахождения основной функции в сработавшем состоянии, принимает значение 1,0–10 с, а время $t_{\text{В}} = 0,1–2,0$ с.

Функция блокировки ΔZ отличает внешнее КЗ от потери возбуждения по скорости относительного изменения полного сопротивления на входе защиты и используется для блокировки основной функции в указанном режиме.

Защита (рис. 2.25) обладает следующими свойствами:

- круговая характеристика срабатывания основной функции, смещенная в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений;
- отстройка от внешних КЗ на землю;
- отстройка от апериодической составляющей и высших гармоник;
- однофазное измерение;
- фазовая коррекция.

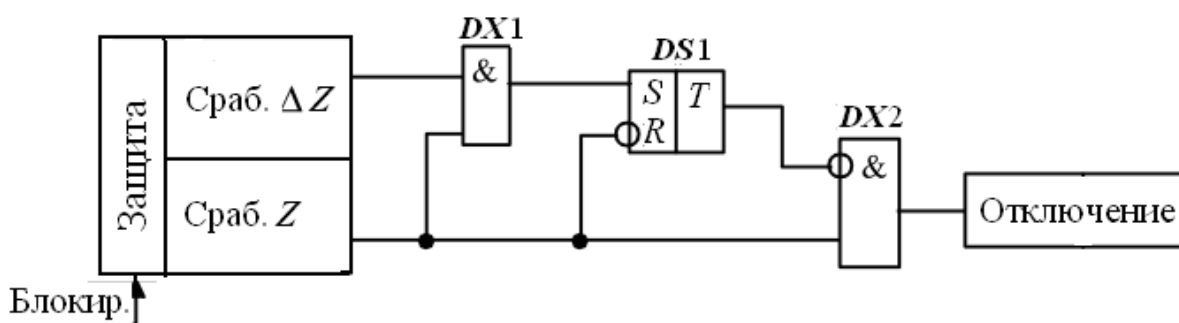


Рис. 2.25. Структурная схема защиты от потери возбуждения

Защита имеет аналоговые входы тока и напряжения, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки основной функции Z и блокировки функции ΔZ .

Дискретные выходы защиты представляют собой срабатывание основной функции (Сраб. Z) и функции ΔZ (Сраб. ΔZ). Основная функция и функция ΔZ включаются при фазных токах, превышающих значение $0,01I_{\text{НОМ.Г}}$.

Защита действует с выдержкой времени на полное отключение генератора (блока генератор-трансформатор).

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- уставки по сопротивлению срабатывания основной функции $Z_{\text{УСТ}}$ при угле максимальной чувствительности (изменяется в диапазоне 4,0–100 Ом/фаза с шагом 0,1 Ом/фаза);

- уставки по сопротивлению смещения основной функции $Z_{\text{СМ}}$ (изменяется в диапазоне $0-0,5Z_{\text{УСТ}}$ с шагом $0,1 \text{ Ом/фаза}$);
- уставки по углу максимальной чувствительности $\varphi_{\text{МЧ}}$ основной функции (принимает значение 270°);
- уставки функции ΔZ , отличающей внешнее КЗ от потери возбуждения по скорости относительного изменения полного сопротивления на входе защиты и используемой для блокировки основной функции (изменяется в диапазоне $1-800 \frac{\text{Ом/с}}{\text{фаза}}$ с шагом $1,0 \frac{\text{Ом/с}}{\text{фаза}}$);
- времени срабатывания защиты по отстройке от переходных режимов при нарушении динамической устойчивости и асинхронном режиме системы.

Уставка по сопротивлению срабатывания основной функции на угле максимальной чувствительности определяется по синхронному реактивному сопротивлению генератора

$$Z_{\text{УСТ.ОСН}} = k_{\text{Н}} x_d \frac{U_{\text{НОМ.Г}}^2}{S_{\text{НОМ.Г}}}, \quad (2.20)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, равный $1,1$; x_d – продольное синхронное реактивное сопротивление генератора в относительных единицах (о. е.); $U_{\text{НОМ.Г}}$ и $S_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальное напряжение и мощность генератора.

Уставка по сопротивлению смещения основной функции при угле максимальной чувствительности определяется по переходному реактивному сопротивлению генератора

$$Z_{\text{УСТ.СМ}} = 0,4 x'_d \frac{U_{\text{НОМ.Г}}^2}{S_{\text{НОМ.Г}}}, \quad (2.21)$$

где x'_d – продольное переходное реактивное сопротивление генератора, о. е.

При выборе уставки функции ΔZ должны выполняться следующие условия:

- функция ΔZ не должна работать при качаниях и асинхронном ходе в ЭЭС, когда годограф сопротивления проходит через характеристику срабатывания основной функции Z , для чего

$$\Delta Z'_{\text{УСТ}} \geq k_{\text{Н}} \frac{Z_{\text{УСТ}} - Z_{\text{СМ}}}{\Delta t_{\text{СР}}}, \quad (2.22)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, принимается равным $2,0-3,0$; $\Delta t_{\text{СР}}$ – интервал времени для определения режима (принимается не меньше выдержки времени действия защиты на отключение).

$$\Delta t_{CP} = T_{КАЧ} / k_{ЗАП}, \quad (2.23)$$

где $T_{КАЧ}$ – минимальный период качаний или асинхронного хода, допускаемый в ЭЭС; $k_{ЗАП}$ – коэффициент запаса (принимается равным 4);

– функция ΔZ должна четко работать при внешнем КЗ на землю, когда возможно попадание годографа в зону работы основной функции Z , для чего

$$\Delta Z_{уст}'' \leq \frac{|Z_{НАГР} - Z_X|}{k_H T_{НОМ}}, \quad (2.24)$$

где $Z_{НАГР}$ – значение полного сопротивления нормального нагрузочного режима; Z_X – значение полного сопротивления характеристики срабатывания органа минимального сопротивления, определяемое как ближайшее к величине $Z_{НАГР}$ (см. рис. 2.24); k_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 2,0–3,0; $T_{НОМ}$ – период промышленной частоты, 0,02 с.

Значение $Z_{НАГР} - Z_X$ может быть вычислено по выражению

$$Z_{НАГР} - Z_X = \sqrt{(Z_H \cos \varphi_{НАГР})^2 + (Z_H \sin \varphi_{НАГР} + Z_{CM} + \frac{Z_{уст}}{2})^2} - \frac{Z_{уст}}{2}, \quad (2.25)$$

где $\varphi_{НАГР}$ – угол нагрузки нормального нагрузочного режима.

Значение функции ΔZ выбирается из диапазона $\Delta Z'_{уст}$ и $\Delta Z''_{уст}$

Вторичное значение сопротивлений $Z_{уст}$, Z_{CM} и ΔZ определяются как

$$Z_{ВТОР} = Z_{ПЕРВ} \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} k_{СХ}, \quad (2.26)$$

где $K_{ТТ}$ и $K_{ТН}$ – коэффициенты трансформации ТТ и ТН соответственно; $k_{СХ}$ – коэффициент схемы.

Защита генератора от асинхронного режима без потери возбуждения Φ_Z

Защита от асинхронного режима без потери возбуждения Φ_Z предназначена для ликвидации асинхронного режима генератора, характеризующегося большими колебаниями активной и реактивной мощностей, что может привести к развитию крупных аварий. Защита выполняется на основе контроля изменения траектории полного сопротивления на зажимах генератора и имеет специальные характеристики срабатывания. Кроме того, контролируется нахождение годо-

графа сопротивления в одном из четырех квадрантов комплексной плоскости сопротивлений.

Характеристики срабатывания измерительных органов (ИО) сопротивления $Z1$, $Z2$ и фазочувствительного органа W защиты приведены на рис. 2.26.

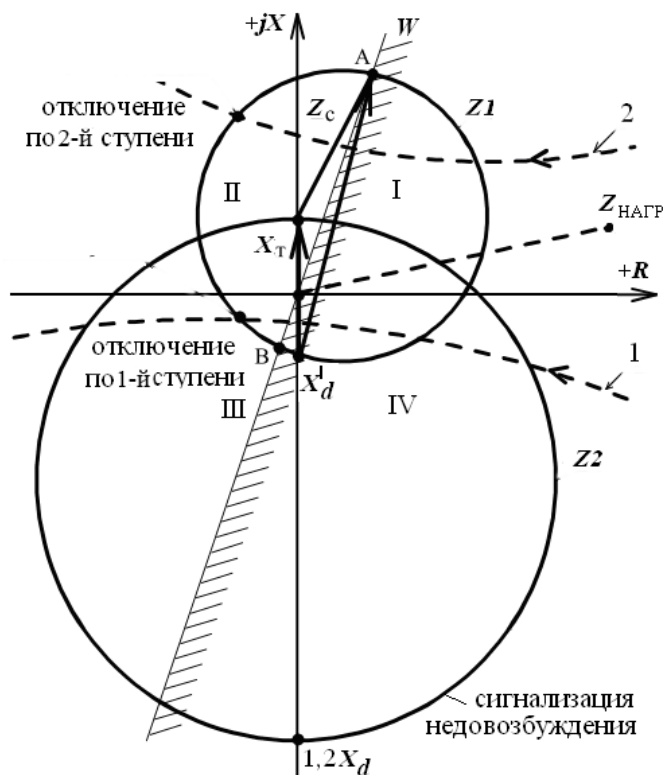


Рис. 2.26. Характеристика срабатывания измерительных органов сопротивления $Z1$, $Z2$ и фазочувствительного органа W защиты от асинхронного режима без потери возбуждения:

кривая 1 – прохождение годографа сопротивлений при нахождении электрического центра качаний в генераторе (блоке генератор-трансформатор); кривая 2 – то же, в линии связи с системой

Защита вводится в работу при включении генератора (блока) в сеть и блокируется при неисправности цепей переменного напряжения (срабатывание устройства КИН). Измерительный орган $Z1$ в совокупности с измерительными органами W и $Z2$ могут выявлять области I, IV и II, III квадрантов в правой и левой полуплоскости сопротивления.

В нормальном режиме работы вектор сопротивления нагрузки $Z_{\text{НАГР}}$ находится в I квадранте комплексной плоскости сопротивления и ИО $Z1$, $Z2$ и W находятся в несработанном состоянии.

Если электрический центр качаний расположен в генераторе или повышающем трансформаторе, то защита может действовать на отключение по 1-й ступени при достижении заданного количества циклов скольжения. При попадании годографа сопротивления в область I квадранта обеспечивается срабатывание ИО $Z1$ и несрабатывание W

и $Z2$, а в область II квадранта – срабатывание ИО $Z1$ и W и несрабатывание $Z2$.

При расположении электрического центра качаний в линии связи с системой защита может действовать на отключение по 2-й ступени после заданного количества циклов скольжения, которое должно выбираться больше, чем у 1-й ступени. При попадании годографа сопротивления в область III квадранта обеспечивается срабатывание ИО $Z2$ и W и несрабатывание $Z1$, а в область IV квадранта – срабатывание ИО $Z2$ и несрабатывание W и $Z1$.

На рис. 2.27 изображена структурная схема защиты от асинхронного режима без потери возбуждения Φ_Z , которая содержит:

- схему выявления асинхронного режима (элементы $DX01$ – $DX04$, $DS01$, $DS02$);
- канал 1-й ступени (элементы $DX06$, $DT2$, $DT3$, счетчик циклов $DC02$);
- канал 2-й ступени (элементы $DX05$, $DT1$, $DT3$, счетчик циклов $DC01$);
- схему действия защиты на матрицу отключения (элементы $DX1$, $DX2$, $DT4$, $DT5$).

Разрешение работы защиты происходит от дополнительного органа тока $I > G$. При срабатывании устройства контроля исправности цепей напряжения (КИН) происходит запрет работы защиты.

Защита действует на отключение по 1-й или 2-й ступени при достижении заданного числа циклов скольжения и при выходе годографа сопротивления из характеристики срабатывания ИО $Z1$. Действие защиты на матрицу отключения блокируется при возврате дополнительного токового органа $I1$.

Защита обладает следующими свойствами:

- разделяет электрический центр качаний в генераторе (блоке) и линии связи и отключает генератор после заданного числа циклов скольжения;
- отключает генератор при превышении значения тока статора генератора выше номинального.

Защита имеет аналоговые входы тока и напряжения на выводах генератора, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки, разрешения и запрета действия защиты.

Дискретные выходы защиты следующие:

- срабатывание выхода $Z1$;
- срабатывание выхода $Z2$;

- срабатывание выхода W фазочувствительного органа;
- срабатывание 1-й ступени (1 ст.);
- срабатывание 2-й ступени (2 ст.);
- сигнал недовозбуждения.

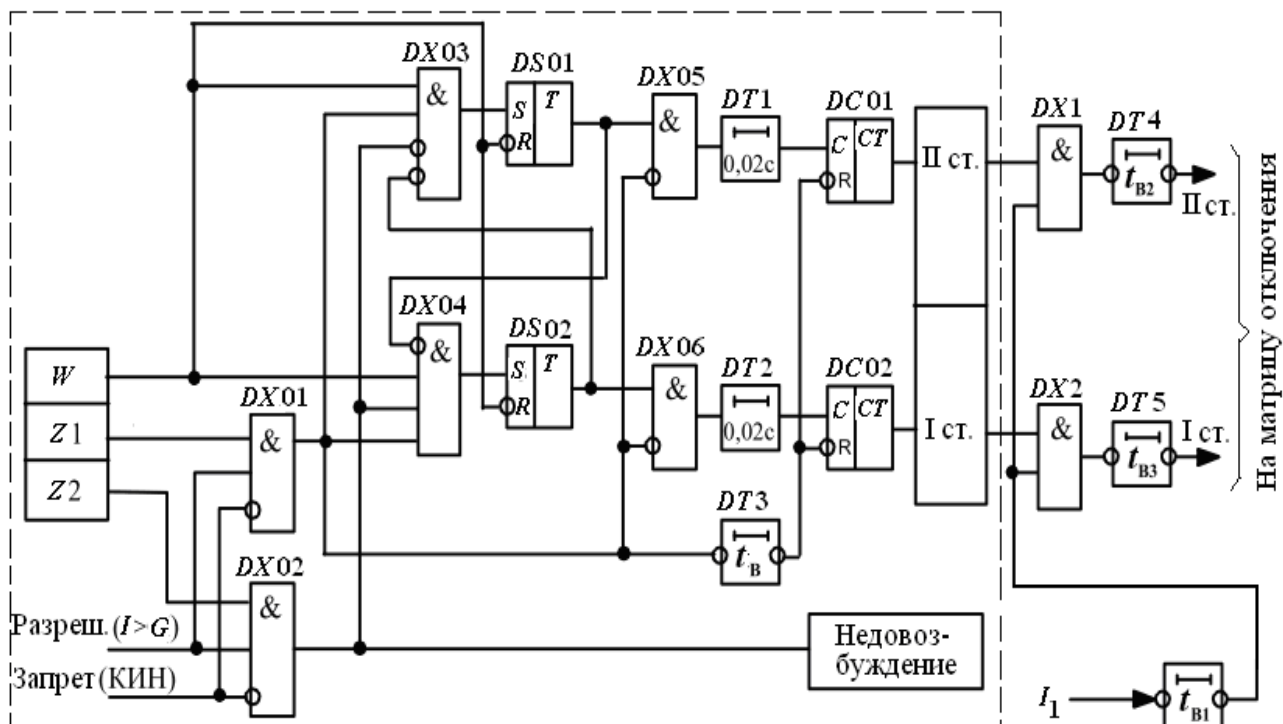


Рис. 2.27. Структурная схема защиты от асинхронного режима без потери возбуждения

Защита обеспечивает измерение напряжения и тока на выводах генератора. Защита действует с выдержкой времени на полное отключение генератора (блока генератор-трансформатор).

Расчет параметров защиты сводится к определению уставки:

- по сопротивлению срабатывания $Z_{уст.1}$ измерительного органа $Z1$ защиты;
- по величине смещения характеристики срабатывания $Z_{см.1}$ измерительного органа $Z1$ защиты;
- по сопротивлению срабатывания $Z_{уст.2}$ измерительного органа $Z2$ защиты;
- по величине смещения характеристики срабатывания $Z_{см.2}$ измерительного органа $Z2$ защиты;
- по углам максимальной чувствительности $\varphi_{мч}$ – 1-й ступени, 2-й ступени и фазочувствительного органа защиты;
- счетчиков циклов $N_{сч}$ 1-й и 2-й ступеней защиты;
- по времени срабатывания 1-й и 2-й ступеней защиты.

Уставка по сопротивлению срабатывания измерительного органа Z1 защиты определяется из условия обеспечения ее надежной работы при возникновении асинхронного режима с центром качаний в генераторе или повышающем трансформаторе по выражению

$$Z_{уст.1} = X_C + X_T, \quad (2.27)$$

где X_C – сопротивление системы; X_T – сопротивление трансформатора блока.

Уставка по величине смещения характеристики срабатывания измерительного органа Z1 защиты равна синхронному реактивному сопротивлению генератора

$$Z_{см.1} = x'_d \frac{U_{ном.Г}^2}{S_{ном.Г}}, \quad (2.28)$$

где x'_d – продольное переходное реактивное сопротивление генератора, о. е.; $U_{ном.Г}$ и $S_{ном.Г}$ – номинальные напряжение и мощность генератора.

Уставка по сопротивлению срабатывания измерительного органа Z2 защиты определяется из условия обеспечения ее надежной работы при возникновении асинхронного режима с центром качаний на линиях связи с системой по выражению

$$Z_{уст.2} = 1,2x_d \frac{U_{ном.Г}^2}{S_{ном.Г}}, \quad (2.29)$$

где x_d – продольное синхронное реактивное сопротивление генератора, о. е.

Уставка по величина смещения характеристики срабатывания измерительного органа Z2 защиты равна сопротивлению трансформатора блока

$$Z_{см.2} = X_T. \quad (2.30)$$

Вторичные значения сопротивлений $Z_{уст.1}$ и $Z_{см.1}$, $Z_{уст.2}$ и $Z_{см.2}$ определяются по выражению (2.26).

Уставка по углу максимальной чувствительности для измерительного органа Z1 определяется по выражению

$$\varphi_{мч.1} = \arctg \left(\frac{X_\Gamma + X_T + X_C}{R_\Gamma + R_T + R_C} \right) \cdot \frac{180}{3,14}. \quad (2.31)$$

Уставка по углу максимальной чувствительности для измерительного органа Z2 составляет $\varphi_{мч2} = 270^\circ$ (по рекомендации НПП «ЭКРА»).

Уставка счетчика циклов 1-й ступени $N_{сч.1} = 3$ оборота, 2-й ступени $N_{сч.2} = 5$ оборотов.

Уставка по углу максимальной чувствительности для фазочувствительного органа защиты задается в диапазоне $150\text{--}180^\circ$ (по рекомендации НПП «ЭКРА»).

Выдержка времени на отключение для 1-й и 2-й ступеней защиты равна $0,02$ с.

Выдержка времени на возврат для 1-й и 2-й ступеней защиты равна 5 с.

Защита генератора от асинхронного режима Φ_U

Принцип действия защиты основан на измерении угла между ЭДС генератора E_G и напряжением на его выводах U_G . ЭДС генератора моделируется напряжением тахогенератора U_{TG} . Фиксация угла осуществляется с помощью фазочувствительного органа W с выходами $W1$ и $W2$, характеристика срабатывания которого приведена на рис. 2.28.

Фазочувствительный орган W имеет два выхода $W1$ и $W2$ с зоной работы $(90\text{--}270)^\circ$ и $(180\text{--}360)^\circ$ и углами максимальной чувствительности $(180\pm 5)^\circ$ и $(270\pm 5)^\circ$ соответственно.

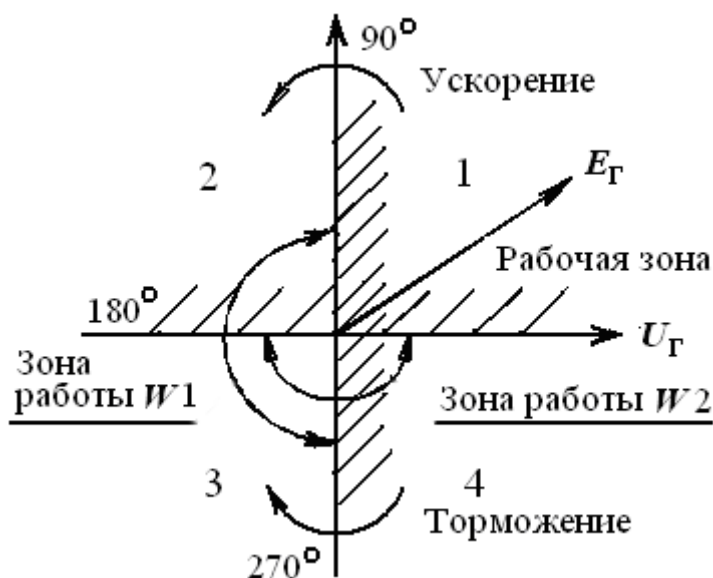


Рис. 2.28. Характеристика срабатывания фазочувствительного органа W

Орган W работает при изменении напряжения тахогенератора и линейного напряжения на выводах генератора 10–150 В. При значении любого из напряжений менее 10 В орган W блокируется.

Защита дополняется пусковыми органами тока I_1 , $I > G$ и напряжения $U < G$. Защита действует при достижении угла между ЭДС генератора и его напряжением:

+90° (ЭДС генератора опережает напряжение на его выводах) на сигнал;

±180° на закрытие направляющего аппарата турбины;

±270° на отключение, если при этом ток статора и скольжение генератора превысили свои уставки срабатывания.

Защита вводится в работу при включении генератора в сеть, но начинает работать только при наличии разрешающего сигнала от токового органа $I > G$. При возврате дополнительного органа тока I_1 происходит запрет действия защиты на отключение.

В защите предусмотрен орган контроля исправности цепей переменного напряжения тахогенератора ($U_{\text{ТГ}} <$) с сигнализацией о неисправности. Орган $U_{\text{ТГ}} <$ срабатывает при снижении напряжения тахогенератора менее 10 В.

Структурная схема защиты генератора от асинхронного режима приведена на рис. 2.29.

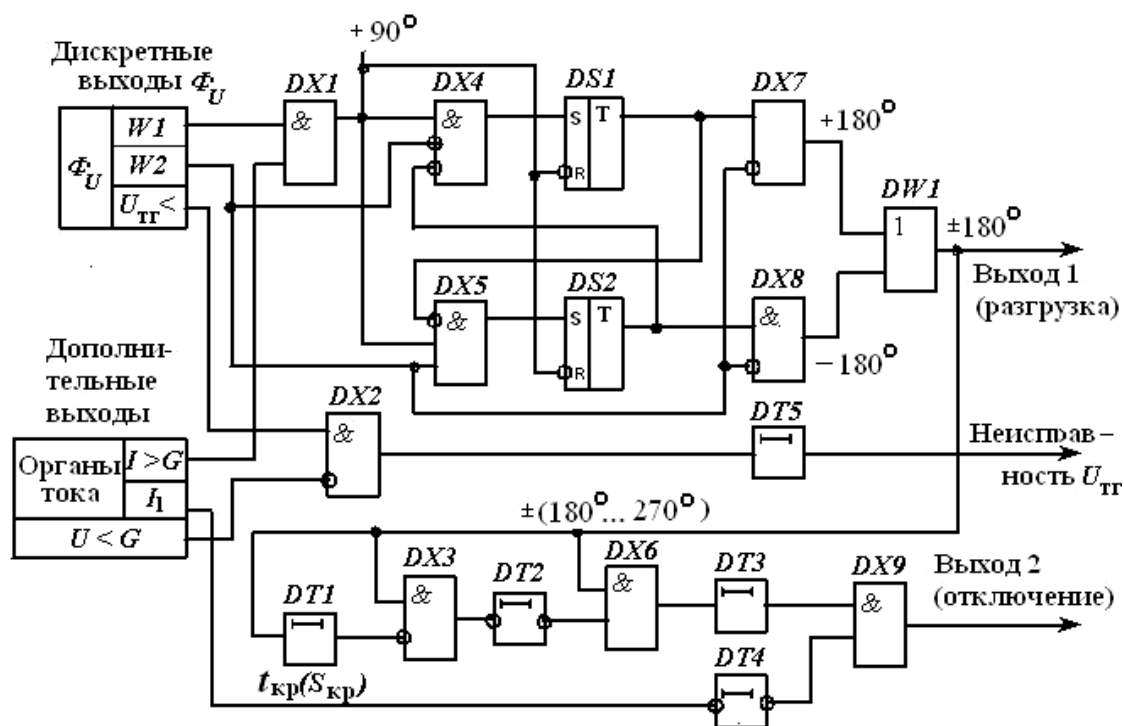


Рис. 2.29. Структурная схема защиты генератора от асинхронного режима

Защита обладает следующими свойствами:

- аварийная сигнализация при угле разворота ротора $+90^\circ$;
- действие на разгрузку при угле разворота ротора $\pm 180^\circ$;
- действие на отключение при угле разворота ротора $\pm 270^\circ$ и скольжении и токе статора больше заданных уставок.

Защита имеет аналоговые входы напряжения, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки. Защита дополняется органами тока I_1 , $I > G$ и напряжения $U < G$.

Дискретные выходы защиты:

- срабатывание выхода $W1$ фазочувствительного органа ($W1$);
- срабатывание выхода $W2$ фазочувствительного органа ($W2$);
- отсутствие напряжения тахогенератора ($U_{ТГ} <$).

Защита обеспечивает измерение напряжения на выводах генератора и напряжения тахогенератора.

Расчет параметров защиты сводится к определению уставки:

- фазочувствительного органа W по начальному углу компенсации между напряжениями на выводе генератора и тахогенератора (принимает значения $0-360^\circ$ с шагом $1,0^\circ$);
- органа напряжения $U_{ТГ} <$ (принимает значения $0,1-0,3 U_{ТГ.НОМ}$ с шагом $0,01 U_{ТГ.НОМ}$);
- по величине скольжения $S_{КР}$, которая определяется уставкой элемента выдержки $DT1$ на срабатывание $t_{КР}$ в секундах и при заданной величине $S_{КР}$ равна

$$t_{КР} = \frac{1}{2S_{КР}} - 0,01,$$

где $S_{КР}$ определяется в процентах.

Уставка величины $t_{КР}$ принимает значения $0,1-0,5$ с шагом $0,01$ с. Уставки дополнительных токовых органов $I > G$ и I_1 регулируются в диапазонах $0,05-0,2$ и $1,1-1,3$ тока статора с шагом $0,01$.

Уставка дополнительного органа напряжения $U < G$ находится в пределах $(0,1-0,5) U_{НОМ}$.

2.3.4. Защиты, реагирующие на изменения напряжения, частоты и мощности

Защита генератора (блока генератор-трансформатор) от повышения напряжения на холостом ходу $UG > (UGT >)$

Работа современных генераторов при напряжении свыше 1,1–1,2 от номинального значения не допустима.

Защита генератора от повышения напряжения на холостом ходу содержит: орган максимального напряжения, органы контроля отсутствия тока в цепи генератора и на стороне высшего напряжения блока генератор-трансформатор.

Защита вводится в действие через 0,5–3 с после перехода генератора в режим холостого хода. Срабатывание защиты происходит при срабатывании органа напряжения.

Защита действует на отключение генератора (блока генератор-трансформатор).

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- напряжения срабатывания защиты U_{CP} ;
- тока блокирования защиты $I_{БЛ}$;
- выдержки времени, с которой вводится защита в действие в режиме холостого хода T .

Напряжение срабатывания защиты, о. е., определяется по формуле

$$U_{CP} = 1,1 \frac{U_{НОМ.Г}}{U_{2\text{ НОМ}} K_{ТН}}. \quad (2.32)$$

Ток блокирования защиты, о. е., по условию отстройки от тока холостого хода

$$I_{БЛ} = 0,1 \frac{I_{НОМ.Г}}{I_{2\text{ НОМ}} K_{ТТ}}. \quad (2.33)$$

Выдержка времени T , с которой вводится защита в действие в режиме холостого хода, отстроенная от кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети, принимается из диапазона 1–10 с.

Защита от перевозбуждения (от увеличения магнитного потока) U/f

Под явлением перевозбуждения понимается наличие избыточного магнитного потока в сердечнике генераторов и трансформаторов, который вызывает насыщение и создает дополнительные потери от вихревых токов в сердечнике и смежных с ним электропроводящих

материалах. Перевозбуждение может возникать из-за перенапряжения, понижения частоты или из-за сочетания обоих факторов. Защита реагирует на отношение действующего значения напряжения к частоте U/f , действие ее блокируется при глубоких снижениях напряжения.

Защита (рис. 2.30) содержит следующие функциональные органы:

- сигнальный, срабатывающий при увеличении отношения U/f выше значения уставки;
- пусковой, срабатывающий при увеличении отношения U/f выше значения уставки и осуществляющий пуск интегрального органа;
- интегральный (ИО), срабатывающий с зависимой от кратности тока возбуждения выдержкой времени.

Защита обладает следующими свойствами:

- вычисление отношения U/f ;
- однофазное измерение;
- блокировка при понижении напряжения.

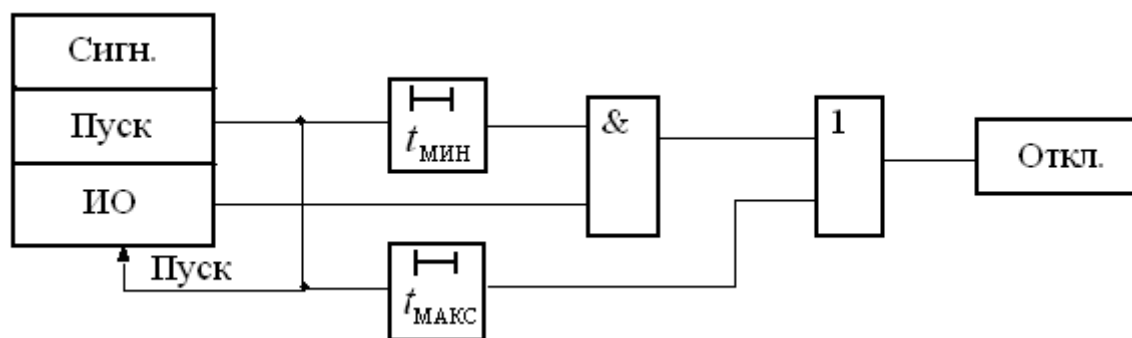


Рис. 2.30. Структурная схема защиты от перевозбуждения

Защита имеет аналоговые входы напряжения, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки.

Дискретные выходы защиты (рис. 2.30) таковы:

- срабатывание сигнального органа (Сигн.);
- то же, пускового органа (Пуск.);
- то же, интегрального органа (ИО);
- отключение (Откл.).

Защита обеспечивает измерение частоты и отношения U/f .

Защита действует с выдержкой времени на отключение генератора (блока).

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- уставки сигнального органа (имеет значения 1,0–1,25 с шагом 0,01);

- уставки пускового органа (имеет значения 1,0–1,25 с шагом 0,01);
- характеристики срабатывания интегрального органа, задаваемой в форме таблицы (количество точек характеристики 3–9);
- максимального времени срабатывания (задается в диапазоне 1,0–4000 с шагом 1,0 с);
- минимального времени срабатывания (задается в диапазоне 1–100 с шагом 1,0 с);
- времени охлаждения (задается в диапазоне 1,0–1000 с шагом 1,0 с).

Уставки сигнального $M_{\text{СИГН}}$ и пускового $M_{\text{ПУСК}}$ органов по кратности возбуждения M относительно номинального возбуждения определяются по выражению, о. е.,

$$M = k_H \frac{U/f}{(U/f)_{\text{НОМ}}}, \quad (2.34)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,05–1,25.

Параметры характеристики срабатывания интегрального органа задаются в табличной форме и аппроксимируются в соответствии с выражением

$$t_{\text{CP}} = \frac{C}{M - B}, \quad (2.35)$$

где B и C – постоянные коэффициенты, принимающие значения от 0,8 до 1,5 с шагом 0,01 и 1,0–10,0 с шагом 0,1 соответственно.

При определении параметров характеристики $t_{\text{CP}} = f(M)$ для трансформаторов пользуются значениями допустимых кратностей возбуждения в соответствии с ГОСТ 11677–85 (М1) и ГОСТ 1516.1–76 (М2), а для электрических машин – кривой Вестингхауса (М3). При этом защита должна отключать перевозбужденный трансформатор до истечения времени допустимой перегрузки.

Соответствующие значения допустимых кратностей приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Допустимое время отключения t_{CP} от кратности возбуждения

Допустимое время отключения t_{CP} , с	Кратность возбуждения по		
	М1	М2	М3
1200	1,15	1,1	1,16
300	–	–	1,2
120	–	–	1,23
20	1,3	1,25	1,29

Для получения промежуточных значений $t_{\text{ср}}$ при кратности $1,1 < M < 1,25$ используют кривую Вестингхауса, проведя ее через значения M , равные 1,1 и 1,25 (табл. 2.3).

Расчетные значения коэффициентов, использованные при аппроксимации характеристики в табл. 2.3, равны: $B = 1,13$, $C = 2,4$, $t_{\text{МАКС}} = 1000$ с, $t_{\text{МИН}} = 20$ с.

Таблица 2.3

Значения $t_{\text{ср}}$ при кратности $1,1 < M < 1,25$ по кривой Вестингхауса

Время отключения, с	Кратность возбуждения МЗ			
	1,1	1,15	1,2	1,25
Расчетное ($t_{\text{РАСЧ}}$)	∞	115	34	20
Допустимое ($t_{\text{ДОП}}$)	1200	280	70	20

Защита генератора от изменения частоты $f < (f >)$

Защита от изменения частоты срабатывает при понижении или повышении частоты. Защита содержит следующие функциональные органы:

- орган частоты минимального действия, срабатывающий при понижении частоты ($f <$);
- орган частоты максимального действия, срабатывающий при повышении частоты ($f >$);
- орган максимального напряжения ($U >$), контролирующий наличие входного напряжения и вводящий в действие защиту.

Каждый из органов частоты имеет две ступени, действующие с различными выдержками времени.

Орган $U >$ срабатывает при входном напряжении не менее $0,1 U_{\text{НОМ}}$.

Защита нечувствительна к апериодической составляющей и высшим гармоникам, блокируется при понижении напряжения (менее $0,1 U_{\text{НОМ}}$).

Защита имеет аналоговые входы напряжения, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки. На дискретных выходах защиты появляются сигналы о срабатывании ее при повышении частоты ($f >$) и при понижении частоты ($f <$).

Защита обеспечивает измерение частоты. Действие защиты зависит от характера изменения частоты и определяется участием электростанции в регулировании частоты и перетоков активной мощности в ЭЭС.

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- уставок по частоте срабатывания 1-й и 2-й ступеней защиты при понижении частоты;
- уставки по частоте срабатывания защиты при повышении частоты;
- уставок по времени срабатывания защиты при понижении и при повышении частоты.

Уставки по частоте срабатывания и возврата защиты регулируются дискретно в диапазоне 40–75 Гц с шагом 0,01 Гц.

В случае резервирования защитой устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) уставки по частоте и времени срабатывания измерительного органа частоты минимального действия должны согласовываться с уставками устройства АЧР.

Уставки срабатывания защиты выбираются согласно стандарту организации СО СТО 59012820.27.100.002–2013 [5].

Защита генератора от обратной мощности $P_{\text{ОБР}}$

Защита срабатывает при отрицательном знаке активной мощности генератора, т. е. когда генератор потребляет активную мощность из системы. Защита действует с контролем закрытия стопорных клапанов турбины.

Защита обладает следующими свойствами:

- регулируемым характеристическим углом;
- нечувствительностью к апериодической составляющей и высшим гармоникам в напряжении и токе;
- коррекцией фазовых погрешностей измерительных ТТ и ТН;
- одно-, двух- или трехфазным измерением.

Защита имеет аналоговые входы тока и напряжения, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки. Дискретные выходы – срабатывание защиты.

Защита обеспечивает измерение мощности. Защита действует с выдержкой времени на отключение генератора (блока генератор-трансформатор).

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- уставки по мощности срабатывания $P_{\text{СР}}$ (задается в диапазоне $0,01P_{\text{НОМ.Г}} - P_{\text{НОМ.Г}}$ с шагом $0,01P_{\text{НОМ.Г}}$);
- характеристического угла φ (задается в диапазоне $0 - 360^\circ$ с шагом $1,0^\circ$);
- времени срабатывания защиты.

2.3.5. Резервные защиты от повреждений и защиты от перегрузок

Защита от симметричных перегрузок с интегральным органом I_1

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора генератора, возникающих при понижении напряжения в сети или неисправностях в системе возбуждения. Она содержит следующие функциональные органы (рис. 2.31):

- *сигнальный орган* $I_{\text{СИГН}}$, действующий на сигнал с независимой выдержкой времени при увеличении тока прямой последовательности I_1 выше значения уставки срабатывания;

- *пусковой орган* $I_{\text{ПУСК}}$, действующий без выдержки времени на пуск интегрального органа и с максимальной выдержкой времени на отключение при увеличении тока I_1 выше значения уставки срабатывания;

- *интегральный орган* ИО, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме;

- *орган токовой отсечки* $I_{\text{ОТС}}$, действующий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_1 выше значения уставки срабатывания.

Интегральный орган и орган токовой отсечки действуют на отключение.

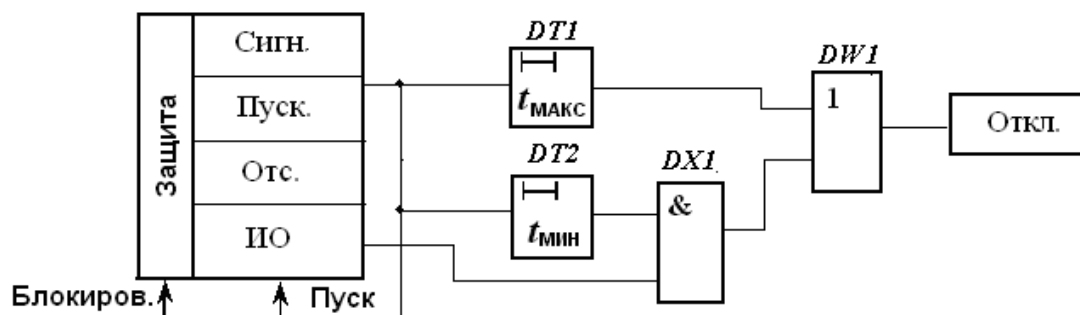


Рис. 2.31. Структурная схема защит генератора от перегрузок (I_1 , I_2 , I_P)

Защита от симметричных перегрузок обладает следующими свойствами:

- обратно зависящая от величины тока выдержка времени у интегрального органа;

- имитация процесса охлаждения генератора с регулируемым временем охлаждения;

- отстройка от апериодической составляющей и высших гармоник;

– выявление фазы с максимальным значением тока в трехфазном режиме измерения.

Защита имеет аналоговые входы тока и дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки защиты.

Дискретные выходы защиты следующие:

- срабатывание сигнального органа (Сигн.);
- срабатывание пускового органа (Пуск.);
- срабатывание органа отсечки (Отс.);
- срабатывание интегрального органа (ИО);
- отключение (Откл.).

Защита обеспечивает одно- или трехфазное измерение действующего значения основной составляющей тока. Защита действует с выдержкой времени на отключение генератора (блока генератор-трансформатор).

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- токов срабатывания органов (Сигн., Пуск., Отс.) защиты (задаются в диапазоне 1,0–3,0 с шагом 0,01);
- времени охлаждения (задается в диапазоне 10,0–2000 с с шагом 1,0 с);
- параметров характеристики срабатывания, заданной в виде таблицы.

Аппроксимированная характеристика срабатывания защиты от симметричных перегрузок, заданная в виде таблицы, показана на рис. 2.32.

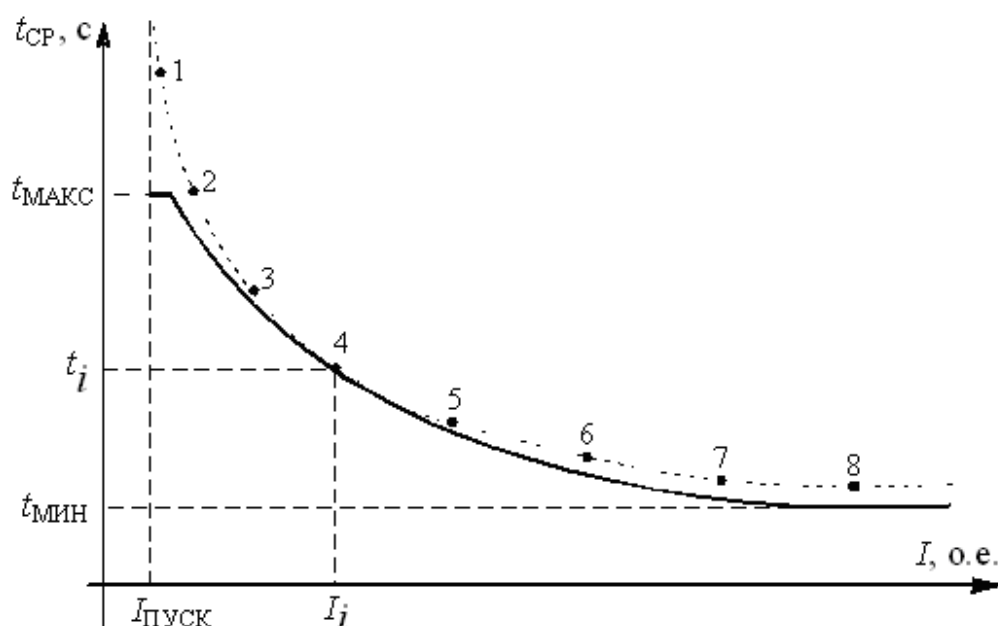


Рис. 2.32. Аппроксимированная характеристика срабатывания защиты от симметричных перегрузок и защиты ротора от перегрузок

Координатами точки срабатывания характеристики при расчетных значениях коэффициентов $B_{\text{РАСЧ}}$ и $C_{\text{РАСЧ}}$ являются $t_{\text{СР}}$ с диапазоном изменения 1,0–4000 с с шагом 1,0 с, $I_{\text{СР}}$ с диапазоном изменения тока 1,0–2,0 с шагом 0,1.

Координаты точки срабатывания характеристики связаны между собой соотношением

$$t_{\text{СР}} = \frac{C_{\text{РАСЧ}}}{I_{\text{СР}}^2 - B_{\text{РАСЧ}}^2}. \quad (2.36)$$

Для наилучшего приближения характеристики срабатывания к заданной вычисляются коэффициенты B и C . Расчетные значения коэффициента B находятся в диапазоне 0,5–2,0 с шагом 0,01.

Максимальное время срабатывания $t_{\text{МАКС}}$ изменяется с шагом 1,0 с в диапазоне 60–4000 с, минимальное время срабатывания $t_{\text{МИН}}$ – с шагом 1,0 с в диапазоне 2–200 с.

Ток срабатывания сигнального органа определяется по выражению

$$I_{\text{СР.СИГН}} = \frac{k_{\text{Н}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{НОМ.Г*}}, \quad (2.37)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, равный 1,05; $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, равный 0,95.

Время срабатывания сигнального органа $t_{\text{СИГН}}$ равно 9 с. Ток срабатывания пускового органа $I_{\text{СР.ПУСК}}$ принимается равным 1,1 о. е.

Параметры характеристики срабатывания, заданной в табличной в виде таблицы, вычисляются по выражению (2.36) для конкретного типа генератора.

Ток срабатывания органа отсечки в относительных единицах принимается $I_{\text{СР.ОТС}} = 1,6$ о. е.

Время срабатывания органов отсечки 1 $t_{\text{ОТС.1}} = 0,5$ с, отсечки 2 $t_{\text{ОТС.2}} = t_{\text{ОТС.1}} + \Delta t$.

Защита от несимметричных перегрузок с интегральным органом I_2

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междупазных КЗ и других несимметричных режимах работы ЭЭС, а также при несимметричных КЗ в самом блоке генератор-трансформатор. Она содержит следующие функциональные органы:

– *сигнальный орган* I_2 СИГН, действующий на сигнал с независимой выдержкой времени при увеличении тока обратной последовательности I_2 выше значения уставки срабатывания;

– *пусковой* I_2 ПУСК, действующий без выдержки времени на пуск интегрального органа и с максимальной выдержкой времени на отключение при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания;

– *интегральный ИО*, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной перегрузочной характеристикой генератора током I_2 (рис. 2.33);

– *орган токовой отсечки* I_2 ОТС, действующий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания.

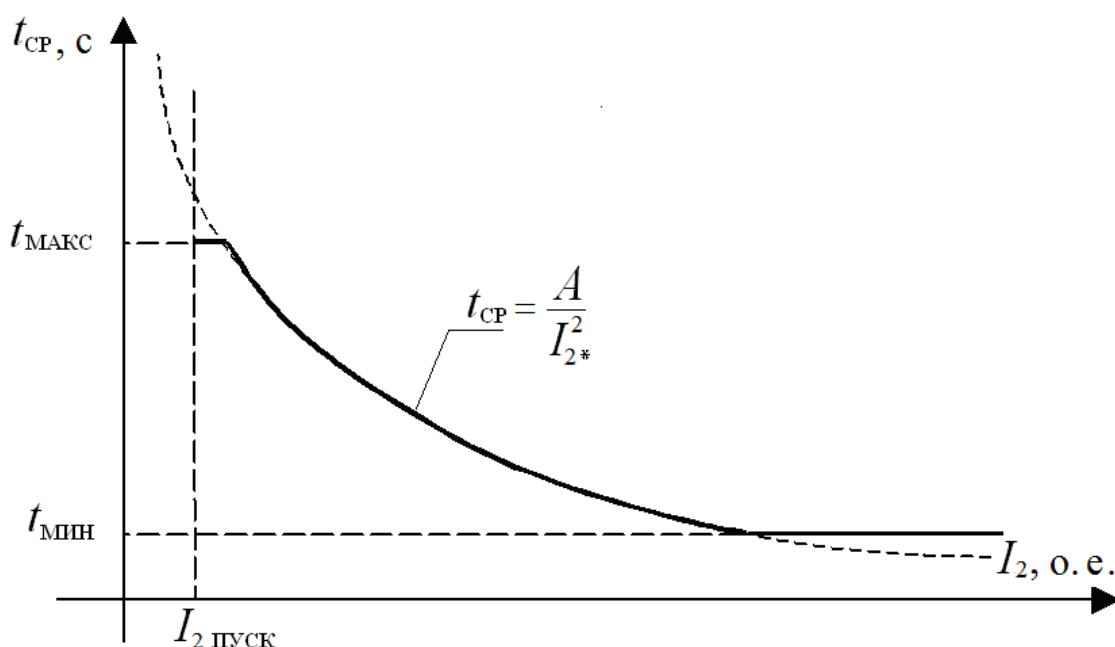


Рис. 2.33. Характеристика срабатывания ИО защиты от несимметричных перегрузок

Интегральный орган и орган токовой отсечки действуют на отключение. Интегральный орган защиты работает по обратно зависимой токовой характеристике, начиная с максимального времени ($t_{\text{МАКС}}$) и кончая минимальным временем срабатывания ($t_{\text{МИН}}$), после которого характеристика срабатывания с гиперболической переходит на линейную зависимость.

Характеристика срабатывания ИО защиты математически описывается уравнением

$$t_{\text{CP}} = \frac{A}{I_{2*}^2},$$

где t_{CP} – время срабатывания ИО при воздействии тока I_{2*} , с; A – постоянная, является характеристической величиной генератора, равной допустимой длительности несимметричного режима при относительном значении тока обратной последовательности $I_{2*} = 1,0$ о. е.

Защита от несимметричных перегрузок обладает следующими свойствами:

- обратно зависимость от величины тока обратной последовательности выдержка времени у интегрального органа;
- имитация процесса охлаждения генератора с регулируемым временем охлаждения;
- отстройка от апериодической составляющей и высших гармоник;
- трехфазное измерение.

Защита имеет аналоговые входы тока фаз A , B , C и дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки защиты.

Дискретные выходы защиты такие:

- срабатывание сигнального органа (Сигн.);
- срабатывание пускового органа (Пуск.);
- срабатывание органа отсечки (Отс.);
- срабатывание интегрального органа (ИО);
- отключение (Откл.).

Защита обеспечивает измерение составляющей тока обратной последовательности. Защита действует с выдержкой времени на отключение генератора (блока генератор-трансформатор).

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- тока срабатывания органов (Сигн., Пуск., Отс.) (задаются в диапазоне 0,05–3,0 с шагом 0,01);
- времени охлаждения (задается с шагом 1,0 с в диапазоне 10,0–2000 с);
- уставки по постоянной A (задается с шагом 1,0 с в диапазоне 5,0–40 с);
- параметров характеристики срабатывания ИО защиты (характеристика срабатывания ИО защиты приведена на рис. 2.33).

Максимальное время срабатывания $t_{\text{МАКС}}$ изменяется с шагом 0,1 с в диапазоне 60–4000 с, минимальное время срабатывания $t_{\text{МИН}}$ – с шагом 0,1 с в диапазоне 0,5–200 с.

Ток срабатывания сигнального органа $I_{2 \text{ ср. сигн}}$ по отстройке от максимального длительно допустимого тока обратной последовательности принимается равным 0,05 о. е. Время срабатывания сигнального органа равно 9 с.

Ток срабатывания пускового органа, о. е., из условия обеспечения надежного пуска интегрального органа при максимальной выдержке времени определяется по выражению

$$I_{2 \text{ ср. пуск}} = k_H I_{2* \text{ мин}}, \quad (2.38)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,05; $I_{2* \text{ мин}}$ – ток обратной последовательности в относительных единицах, соответствующий максимальной выдержке времени ИО защиты.

Постоянная времени A , равная допустимой длительности тока обратной последовательности при $I_{2*} = 1$ о. е., задается в паспортных данных генератора.

Максимальное время срабатывания ИО, определяемое по тепловому действию тока, равному току срабатывания пускового органа,

$$t_{\text{макс}} = \frac{A}{I_{2 \text{ ср. пуск}}^2}. \quad (2.39)$$

Ток срабатывания органа отсечки, о. е., равный току срабатывания интегрального органа, при превышении которого защита работает с минимальной выдержкой времени (граница перехода с гиперболической характеристики на линейную), определяется по выражению

$$I_{2 \text{ отс}} = \frac{I_{2*}''}{k_{\text{ч}}}, \quad (2.40)$$

где I_{2*}'' – сверхпереходный ток обратной последовательности, о. е.,

$$I_{2*}'' = \frac{U_2}{x_d'' x_2}. \quad (2.41)$$

Здесь U_2 – напряжение обратной последовательности, $U_2 = U_{1 \text{ ном}} = 1$ о. е.; x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, о. е.; x_2 – сопротивление обратной последовательности генератора, о. е.;

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, равный 1,2.

Минимальное время срабатывания ИО определяется по выражению

$$t_{\text{мин}} = \frac{A}{I_{2 \text{ ср. отс}}^2}. \quad (2.42)$$

Время срабатывания органа отсечки 1 $t_{\text{отс.1}} = 0,5$ с и отсечки 2 $t_{\text{отс.2}} = t_{\text{отс.1}} + \Delta t$.

Резервная дистанционная защита от междофазных повреждений $Z <$

Защита выполнена на основе дистанционных органов (реле полного сопротивления) и подключается к ТТ и ТН, установленным со стороны линейных выводов генератора, работающего в блоке с трансформатором. Она включает в себя:

- две ступени дистанционной защиты (Z^I и Z^{II});
- блокировку при неисправностях в цепях переменного напряжения;
- блокировку при срабатывании защиты от потери возбуждения;
- блокировку при качаниях, реагирующую на скорость изменения сопротивления.

Дистанционные органы защиты имеют характеристику срабатывания в виде окружности, расположенной в I и II квадрантах со смещением в III и IV квадранты комплексной плоскости сопротивлений (рис. 2.34).

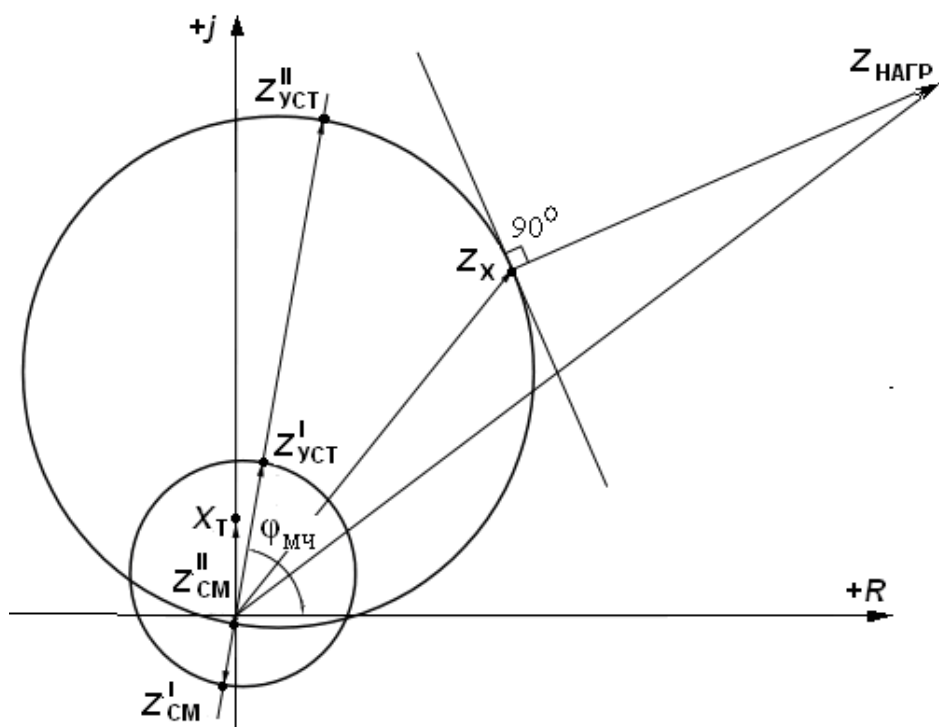


Рис. 2.34. Характеристика дистанционного измерительного
органа минимального сопротивления:

$Z_{уст}$ – уставки по сопротивлению срабатывания; $Z_{см}$ – уставки
по сопротивлению смещения; $Z_{нагр}$ – полное сопротивление
нагрузочного режима

Для генераторов, работающих на сборные шины, защита может выполняться одноступенчатой и подключаться к ТТ на нулевых выводах генератора.

Защита блокируется при неисправностях в цепях напряжения, выявляемых устройством контроля исправности цепей напряжения переменного тока (КИН) и при качаниях по скорости изменения сопротивления ΔZ .

Защита выполняется двухступенчатой, каждая ступень имеет две выдержки времени срабатывания.

Первая ступень защиты осуществляет ближнее резервирование и защищает всю обмотку трансформатора блока, а также захватывает часть следующего присоединения. Отстраивается от первых ступеней дистанционных защит присоединений сборных шин ВН блока. Вторая ступень защиты осуществляет дальнее резервирование и защищает присоединения сборных шин ВН блока. Отстраивается от сопротивления нагрузочного режима.

Защита обладает следующими свойствами:

- круговой характеристикой срабатывания с возможностью смещения в любой квадрант комплексной плоскости сопротивлений;
- отстройкой от токов качаний и асинхронного хода;
- отстройкой от апериодической составляющей и высших гармоник;
- одно- или трехфазным измерением.

Защита имеет аналоговые входы тока и напряжения, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки измерительного органа минимального сопротивления и блокировки функции ΔZ .

Дискретные выходы защиты (рис. 2.35) представляют собой срабатывание функции Z (Сраб. AB , Сраб. BC , Сраб. CA , Сраб. Z) и срабатывание функции ΔZ (Сраб. AB , Сраб. BC , Сраб. CA , Сраб. ΔZ).

Структурная схема дистанционной защиты приведена на рис. 2.36.

Защита обеспечивает измерение полного сопротивления (расстояние от начала координат до конца вектора сопротивления на комплексной плоскости сопротивлений).

Дистанционная защита генератора действует с выдержкой времени на его полное отключение, защита блока генератор-трансформатор с первыми выдержками времени – на отключение выключателей на стороне ВН блока, со вторыми выдержками времени – на полное отключение блока (1-я ступень) либо на отключение выключателя блока и ограничение мощности турбины (2-я ступень).

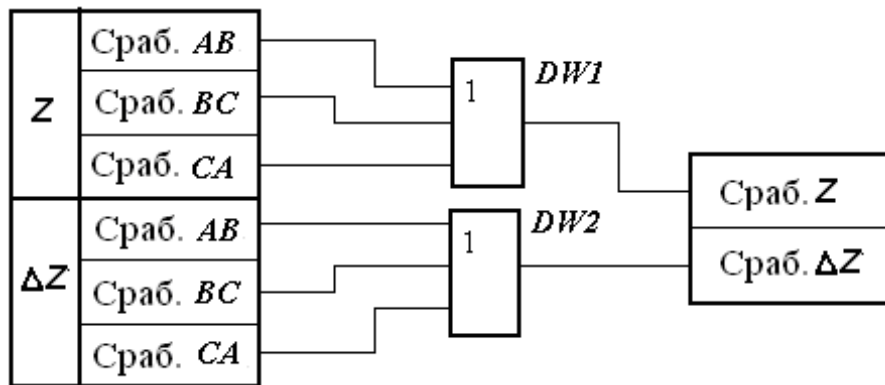


Рис. 2.35. Структура выходов трехфазного дистанционного измерительного органа минимального сопротивления

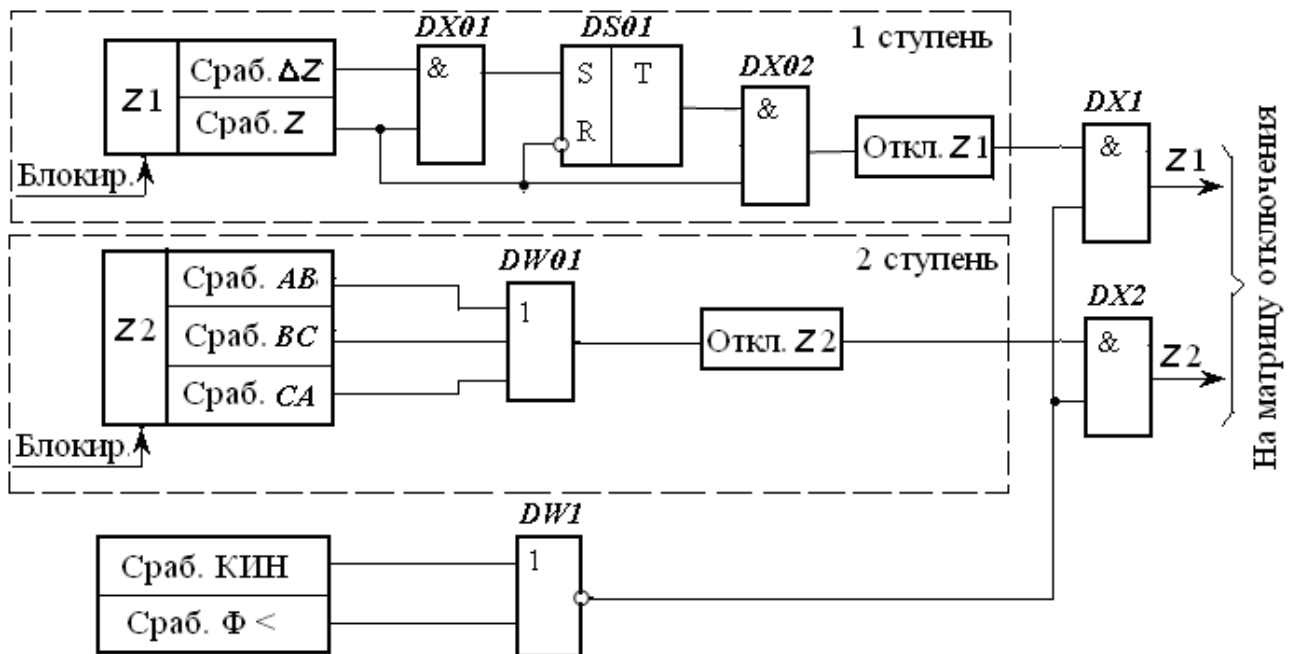


Рис. 2.36. Структурная схема дистанционной защиты

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- уставки по сопротивлению срабатывания основной функции при угле максимальной чувствительности $Z_{уст}$ (принимает значение в диапазоне 1,0–100 Ом/фаза с шагом 0,1 Ом/фаза);
- уставки по сопротивлению смещения основной функции при угле максимальной чувствительности $Z_{см}$ (принимает значение в диапазоне 1,0–100 Ом/фаза с шагом 0,01 Ом/фаза);
- уставки по углу максимальной чувствительности $\varphi_{мч}$ основной функции (принимает значение 0–360° с шагом 1,0°);

– уставки по сопротивлению функции ΔZ (принимает значение в диапазоне $1,0\text{--}800 \frac{\text{Ом/с}}{\text{фаза}}$ с шагом $1,0 \frac{\text{Ом/с}}{\text{фаза}}$);

– коэффициентов чувствительности $k_{\text{ч}}$;

– времени срабатывания различных ступеней защиты $t_{\text{СЗ}}$.

Первичное сопротивление срабатывания 1-й ступени защиты по условию согласования с первыми ступенями дистанционных защит присоединений сборных шин ВН, приведенное к ступени НН трансформатора блока, определяется по выражению

$$Z_{\text{СЗ}}^1 = \left(k_{\text{ОТС.1}} X_{\text{Т}}^{\text{В}} + k_{\text{ОТС.2}} \frac{Z_{\text{СЗ.ПРИС.}}^1}{k_{\text{ТОК}}} \right) \frac{1}{N_{\text{Т}}^2}, \quad (2.43)$$

где $k_{\text{ОТС.1}}$ – коэффициент отстройки по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения; $X_{\text{Т}}^{\text{В}}$ – сопротивление трансформатора, приведенное к стороне ВН; $k_{\text{ОТС.2}}$ – коэффициент отстройки по избирательности согласуемых защит; $Z_{\text{СЗ.ПРИС.}}^1$ – минимальное сопротивление срабатывания 1-й ступени дистанционной защиты присоединений сборных шин стороны ВН; $k_{\text{ТОК}}$ – коэффициент токораспределения, определяемый по трехфазному КЗ в конце зоны действия 1-й ступени той защиты, с которой производится согласование и равный отношению тока, протекающего через ТТ защиты, для которой выбирается уставка, к току, протекающему через ТТ той защиты, с которой производится согласование; $N_{\text{Т}}$ – коэффициент трансформации трансформатора блока, $N_{\text{Т}} = U_{\text{ВН}} / U_{\text{НН}}$.

Коэффициент чувствительности 1-й ступени защиты равен

$$k_{\text{ч}} = Z_{\text{СЗ}}^1 / X_{\text{Т}}. \quad (2.44)$$

Значение коэффициента чувствительности для 1-й ступени защиты должно быть не менее 1,5.

Угол максимальной чувствительности 1-й и 2-й ступеней защиты $\varphi_{\text{мч}} = 80^\circ$.

Величина сопротивления смещения характеристики 1-й ступени защиты

$$Z_{\text{СМ}}^1 = 0,1 Z_{\text{СЗ}}^1. \quad (2.45)$$

Выдержки времени 1-й ступени защиты по согласованию с 1-й ступенью дистанционных защит присоединений сборных шин ВН с учетом действия устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) определяются по выражениям:

– первая выдержка времени на срабатывание 1-й ступени, действующая на отключение выключателя ВН блока,

$$t_{\text{СЗ.1}}^{\text{I}} = t_{\text{СЗ.ПРИС}}^{\text{I}} + t_{\text{УРОВ}} + \Delta t, \quad (2.46)$$

где $t_{\text{СЗ.ПРИС}}^{\text{I}}$ – время срабатывания 1-й ступени защиты присоединения; $t_{\text{УРОВ}}$ – время срабатывания УРОВ; Δt – ступень селективности, равная 0,3 с;

– вторая выдержка времени на срабатывание 1-й ступени, действующая на полный останов блока,

$$t_{\text{СЗ.2}}^{\text{I}} = t_{\text{СЗ.1}}^{\text{I}} + \Delta t. \quad (2.47)$$

Первичное сопротивление срабатывания 2-й ступени защиты определяется по условию отстройки от нагрузочного режима

$$Z_{\text{СЗ}}^{\text{II}} = \frac{Z_{\text{НАГР}}}{k_{\text{ОТС}} k_{\text{В}} \cos(\varphi_{\text{МЧ}} - \varphi_{\text{НАГР}})}, \quad (2.48)$$

где $Z_{\text{НАГР}}$ – сопротивление максимального нагрузочного режима,

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{МИН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}}}; \quad (2.49)$$

$k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{ОТС}} = 1,2$; $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, $k_{\text{В}} = 1,05$; $\varphi_{\text{МЧ}}$ – угол максимальной чувствительности 2-й ступени; $\varphi_{\text{НАГР}}$ – угол нагрузки (при условии $P_{\text{НАГР}} = P_{\text{НОМ}} = \text{const}$), $\varphi_{\text{НАГР}} = \arccos(\cos\varphi_{\text{НАГР}})$;

$$\cos\varphi_{\text{НАГР}} = \frac{P_{\text{НАГР}}}{I_{\text{НАГР.МАКС}} U_{\text{МИН}}}.$$

Коэффициент чувствительности 2-й ступени защиты составляет

$$k_{\text{Ч}} = \frac{Z_{\text{СЗ}}^{\text{II}}}{X_{\text{T}} + Z_{\text{ПРИС}}/k_{\text{ТОК}}}. \quad (2.50)$$

Значение коэффициента чувствительности 2-й ступени защиты должно быть не менее 1,2.

Величина смещения характеристики 2-й ступени защиты $Z_{\text{СМ}}^{\text{II}} = 0,1 Z_{\text{СЗ}}^{\text{II}}$.

Выдержки времени 2-й ступени защиты по согласованию с максимальными выдержками времени защит присоединений сборных шин ВН определяются по выражениям:

– первая выдержка времени на срабатывание 2-й ступени, действующая на отключение шиносоединительного выключателя $Q_{\text{ШС}}$ на стороне 220 кВ,

$$t_{\text{СЗ.1}}^{\text{II}} = t_{\text{СЗ.ВЛ}}^{\text{III}} + \Delta t, \quad (2.51)$$

где $t_{\text{СЗ.ВЛ}}^{\text{III}}$ – максимальная выдержка времени дистанционной защиты воздушной линии (ВЛ) стороны ВН;

– вторая выдержка времени на срабатывание 2-й ступени, действующая на отключение выключателя блока и ограничение мощности турбины,

$$t_{\text{СЗ.2}}^{\text{II}} = t_{\text{СЗ.1}}^{\text{II}} + \Delta t. \quad (2.52)$$

Определение параметров блокировки от качаний (функции ΔZ) производится аналогично тому, как это делается для функции ΔZ защиты от потери возбуждения по выражениям (2.22)–(2.24) со с. 78–79. Вторичные значения сопротивлений срабатывания, сопротивлений смещения для 1-й и 2-й ступеней защиты и скорости изменения сопротивления для функции ΔZ определяются по выражению (2.26).

Функции измерительного органа минимального сопротивления и ΔZ включаются при фазных токах, превышающих значение $0,01 I_{\text{НОМ}}$.

Защита нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне ВН блока I_0 , (U_0)

Резервная защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети ВН трансформатора блока подключается к трансформатору тока, встроенному в провод заземления нейтрали трансформатора.

С учетом режимов работы трансформатора блока как с заземленной, так и с разземленной нейтралью защита выполняется в виде двух комплектов:

– токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) с двумя ступенями по току срабатывания $I_{0\text{СЗ}}^{\text{I}}$ (грубая) и $I_{0\text{СЗ}}^{\text{II}}$ (чувствительная) для режима работы трансформатора блока с заземленной нейтралью;

– для режима работы блока с незаземленной нейтралью защита напряжения нулевой последовательности (U_0) с пуском от чувствительного токового органа ТЗНП трансформатора блока, работающего с заземленной нейтралью, и с контролем отсутствия тока в нейтрали у трансформатора блока, работающего с разземленной нейтралью от грубого токового органа ТЗНП этого блока.

В первую очередь производится отключение блока с разземленной нейтралью, а во вторую – отключение блока с заземленной нейтралью.

Свойствами защиты являются отстройка от апериодической составляющей и высших гармоник; однофазное измерение.

Защита имеет аналоговые входы тока и напряжения, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки. Защита обеспечивает измерение тока и напряжения нулевой последовательности.

Защита действует с разными выдержками времени на отключение шиносоединительного выключателя сборных шин высшего напряжения, выключателя на стороне ВН блока генератор-трансформатор и на полное отключение блока генератор-трансформатор.

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- уставки по току срабатывания $I_{0\text{СЗ}}$, регулируемой в диапазонах:
- для органа тока 1-й ступени ($I_{0\text{СЗ}}^I$) 0,15–6 с шагом 0,01;
- для органа тока 2-й ступени ($I_{0\text{СЗ}}^{\text{II}}$) 0,1–4 с шагом 0,01;
- уставки по напряжению $U_{0\text{СЗ}}$, регулируемой в диапазоне 1,0–15 В с шагом 0,1 В;
- коэффициентов чувствительности $k_{\text{ч}}$;
- времени срабатывания различных ступеней защиты $t_{\text{СЗ}}$.

Ток срабатывания 1-й ступени (грубого органа) защиты по условию согласования с наиболее чувствительными ступенями защит от замыканий на землю присоединений стороны ВН блока определяется согласно [6] по выражению

$$I_{0\text{СЗ}}^I = k_{\text{ОТС}} k_{\text{ТОК}} I_{0\text{СЗ.ВЛ}}^{\text{III}}, \quad (2.53)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{ОТС}} = 1,1\text{--}1,2$; $k_{\text{ТОК}}$ – коэффициент токораспределения для токов нулевой последовательности, определяемый по однофазному КЗ в конце линии, с защитой которой производится согласование, и равный отношению тока КЗ в месте установки рассматриваемой защиты к току КЗ в смежной линии, с защитой которой производится согласование; $I_{0\text{СЗ.ВЛ}}^{\text{III}}$ – максимальный ток срабатывания наиболее чувствительных ступеней токовых защит нулевой последовательности присоединений (ВЛ) шин стороны ВН блока.

Коэффициент чувствительности 1-й ступени защиты равен

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)}}{I_{0\text{СЗ}}^I}, \quad (2.54)$$

где $I_{\text{КЗ.мин}}^{(1)}$ – минимальный ток, протекающий через ТТ защиты при однофазном КЗ в конце самой длинной линии сети ВН блока.

Значение коэффициента чувствительности 1-й ступени защиты должно быть не менее 1,2.

Принятая уставка по току срабатывания 1-й ступени защиты в отнесенных единицах

$$I_{\text{СЗ}}^I = \frac{I_{0\text{СЗ}}^I}{I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}}}, \quad (2.55)$$

где $I_{\text{БАЗ}}$ – базисный ток; $K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ защиты.

Первая ступень защиты имеет две выдержки времени:

- с первой (меньшей) выдержкой времени защита действует на отключение выключателя ВН блока;

- со второй (большей) выдержкой времени защита действует на полное отключение блока.

Выдержки времени 1-й ступени определяются по условию согласования со временем срабатывания защиты напряжения нулевой последовательности блоков с разземленной нейтралью:

- первая выдержка времени на срабатывание 1-й ступени защиты определяется

$$t_{\text{СЗ.1}}^I = t_{\text{СЗ}(3U_0)} + \Delta t, \quad (2.56)$$

где $t_{\text{СЗ}(3U_0)}$ – выдержка времени защиты напряжения нулевой последовательности блоков с разземленной нейтралью;

- вторая выдержка времени на срабатывание 1-й ступени принимается на ступень селективности больше и определяется по выражению (2.47).

Выдержка времени защиты напряжения нулевой последовательности, действующей на полное отключение блока с разземленной нейтралью, согласуется со временем действия 2-й ступени (чувствительного органа) защиты следующим образом:

$$t_{\text{СЗ}(3U_0)}^{\text{II}} = t_{\text{СЗ.1}}^{\text{II}} + \Delta t, \quad (2.57)$$

где $t_{\text{СЗ.1}}^{\text{II}}$ – выдержка времени на срабатывание 2-й ступени защиты.

Ток срабатывания 2-й ступени (чувствительного органа) защиты, согласно [7] выбирается из следующих условий:

- по обеспечению надежного срабатывания при самопроизвольном неполнофазном отключении блока при минимальной нагрузке

$$I_{0\text{СЗ}}^{\text{II}} \leq \frac{0,4 I_{\text{НОМ.Г}}}{k_{\text{ч}}}, \quad (2.58)$$

где $k_{\text{ч}}$ – минимальное значение коэффициента чувствительности, $k_{\text{ч}} = 1,2$;

– по согласованию с током срабатывания 1-й ступени (грубым органом) защиты

$$I_{0\text{СЗ}}^{\text{II}} \leq \frac{I_{0\text{СЗ}}^{\text{I}}}{1,05}. \quad (2.59)$$

В качестве окончательного принимается меньшее из полученных значений токов срабатывания 2-й ступени защиты.

Коэффициент чувствительности 2-й ступени защиты определяется по выражению, аналогичному выражению (2.52), в знаменатель которого подставляется значение тока срабатывания 2-й ступени $I_{0\text{СЗ}}^{\text{II}}$. Значение коэффициента чувствительности 2-й ступени защиты должно быть не менее 1,2.

Принятая уставка по току срабатывания 2-й ступени защиты в относительных единицах определяется по выражению, аналогичному (2.55).

Вторая ступень защиты с выдержкой времени действует на отключение шиносоединительного выключателя сборных шин стороны ВН блока.

Выдержка времени 2-й ступени по согласованию с наибольшим временем действия чувствительных ступеней защит от замыканий на землю линий стороны ВН блока и с учетом времени действия УРОВ определяется по следующему выражению

$$t_{\text{СЗ.1}}^{\text{II}} = t_{\text{СЗ.ВЛ}}^{\text{III(IV)}} + t_{\text{УРОВ}} + \Delta t, \quad (2.60)$$

где $t_{\text{СЗ.ВЛ}}^{\text{III(IV)}}$ – выдержка времени 3-й (или 4-й) ступени защиты от замыканий на землю линии сети напряжением 220 кВ.

Уставка по напряжению $U_{0\text{СЗ}}$ из условия отстройки от напряжения небаланса на выходе вторичных обмоток ТН, соединенных в разомкнутый треугольник, принимается равной 5 В (0,05 в относительных единицах).

Направленная токовая защита обратной последовательности, M_2

Направленная токовая защита обратной последовательности является резервной защитой генератора (блока генератор-трансформатор) от несимметричных повреждений.

В нормальном режиме работы, когда на вход защиты поданы симметричные системы токов и напряжений, на выходе фильтра тока обратной последовательности (ФТОП) и фильтра напряжения обратной последовательности (ФНОП) будут присутствовать только небалансы нормального режима, в результате чего органы тока I_2 , напряжения U_2 и направления мощности M_2 будут находиться в несработанном состоянии, т. к. они отстроены от этих небалансов по величине уставок. В режиме несимметричного КЗ на выходах ФТОП и появляются составляющие токов и напряжений обратной последовательности, которые вызывают срабатывание органов тока I_2 и напряжения U_2 .

При КЗ в зоне действия защиты орган M_2 срабатывает и защита действует на отключение, а при повреждении вне зоны действия защита блокируется, т. к. орган M_2 остается в несработанном состоянии.

Защита обладает свойствами отстройки от апериодической составляющей и высших гармоник; регулируемого характеристического угла.

Защита имеет аналоговые входы токов фаз A , B , C и напряжений фаз AB и BC , а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки.

Дискретные выходы защиты (рис 2.37):

- срабатывание органа тока обратной последовательности (Сраб. I_2);
- срабатывание органа напряжения обратной последовательности (Сраб. U_2);
- срабатывание органа направления мощности обратной последовательности (Сраб. M_2);
- отключение (Откл.).

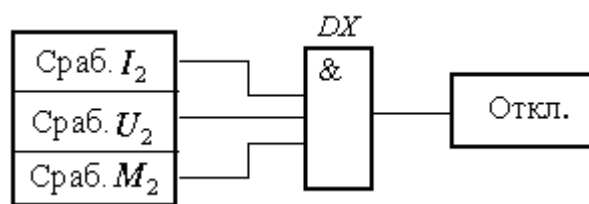


Рис. 2.37. Структурная схема направленной токовой защиты обратной последовательности

Защита обеспечивает измерение составляющей тока обратной последовательности и составляющей напряжения обратной последовательности.

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- тока срабатывания органа I_2 (задается в диапазоне 0,05–1,0 с шагом 0,01);
- напряжения срабатывания органа U_2 (задается в диапазоне 1,0–5,0 В с шагом 0,1 В);
- угла максимальной чувствительности органа M_2 (задается в диапазоне от 0–360° с шагом 1°).

Ток срабатывания органа I_2 в относительных единицах из условия отстройки от небаланса ФТОП определяется по выражению

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} k_{\text{нб}} \frac{I_{\text{ном.г}}}{K_{\text{тт}} I_{2 \text{ ном.г}}},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{отс}} = 1,1$; $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата для органа тока обратной последовательности, $k_{\text{в}} = 0,95$; $k_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса, равный погрешности ФТОП (по данным НПП «ЭКРА»), $k_{\text{нб}} = 0,07$; $I_{\text{ном.г}}$ – номинальный первичный ток генератора; $K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации ТТ; $I_{2 \text{ ном.г}}$ – номинальный вторичный ток ТТ генератора.

Напряжение срабатывания органа U_2 из условия отстройки от небаланса ФНОП определяется по выражению

$$U_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} U_{\text{нб.ФНОП}},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{отс}} = 1,1$; $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата для органа напряжения обратной последовательности, $k_{\text{в}} = 0,9$; $U_{\text{нб.ФНОП}}$ – напряжение небаланса на выходе ФНОП (по данным НПП «ЭКРА» $U_{\text{нб.ФНОП}} = 3,5 \text{ В}$).

Угол максимальной чувствительности органа M_2 задается равным 250°, при этом ширина зоны срабатывания находится в диапазоне 130–150°.

Защита действует на отключение со временем $t_{\text{сз}} = 3 \text{ с}$.

2.3.6. Токовые защиты трансформаторов блока, системы возбуждения и собственных нужд

Максимальная токовая защита трансформатора / >

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора блока при отключении генератора блока генераторным выключателем. Защита подключается к ТТ, установленным на

стороне ВН трансформатора блока. Она автоматически вводится в работу при исчезновении тока в цепи генератора и действует на отключение с выдержкой времени.

Защита обладает следующими свойствами:

- отстройка от апериодической составляющей и высших гармоник;
- отстройка от броска тока намагничивания с оценкой соотношения основной составляющей и второй гармонической составляющей;
- трехфазное измерение.

Защита имеет аналоговые входы токов фаз A , B , C , а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки. Дискретными выходами защиты являются срабатывание фаз A , B , C (Сраб. A , Сраб. B , Сраб. C), отключение (Откл.).

Защита обеспечивает измерение амплитуды тока основной составляющей фаз A , B , C .

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- тока срабатывания защиты (задается в диапазоне 0,1–20 с шагом 0,01);
- коэффициента чувствительности;
- времени срабатывания защиты.

Первичный ток срабатывания МТЗ определяется из условия отстройки от максимального тока, протекающего по стороне высшего напряжения трансформатора блока в режиме кратковременного максимально допустимого перегруза генератора

$$I_{C3} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} \cdot 1,5 I_{\text{ном.г. вн}},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{отс}} = 1,2$; k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,95$; $I_{\text{ном.г. вн}}$ – номинальный ток генератора, приведенный к напряжению стороны ВН блока.

Вторичный ток срабатывания защиты в относительных единицах равен

$$I_{\text{сп}^*} = \frac{I_{C3}}{K_{\text{тг}} I_{\text{баз}}}, \quad (2.61)$$

где $K_{\text{тг}}$ – номинальный коэффициент трансформации ТГ защиты; $I_{\text{баз}}$ – базисный ток.

Коэффициент чувствительности защиты определяется по выражению

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}}, \quad (2.62)$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора блока.

Значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,2.

Выдержка времени срабатывания защиты должна быть на ступень селективности выше уставки по времени МТЗ на стороне ВН рабочего ТСН

$$t_{\text{СЗ.МТЗ}} = t_{\text{СЗ.МТЗ.ТСН}} + \Delta t.$$

Токовая защита трансформатора $I_{\text{T}} >$

Токовая защита трансформатора используется для выполнения защиты выпрямительного трансформатора (ТВ) системы тиристорного возбуждения генератора блока.

Защита выполняется трехфазной, включается на фазные токи со стороны высшего напряжения выпрямительного трансформатора и имеет две ступени: токовую отсечку (1-ю ступень) и максимальную токовую защиту с выдержкой времени (2-я ступень).

Защита обладает следующими свойствами:

- отстройка от апериодической составляющей и высших гармоник;
- отстройка от броска тока намагничивания с оценкой соотношения основной составляющей и второй гармонической составляющей;
- трехфазное измерение.

Защита имеет аналоговые входы токов фаз A , B , C , а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки.

Дискретные выходы защиты (рис. 2.38):

- срабатывание (Сраб.);
- срабатывание отсечки (Отс.);
- отключение (Откл.).

Защита обеспечивает измерение амплитуды тока основной составляющей фаз A , B , C . Защита действует на отключение генератора (блока генератор-трансформатор).

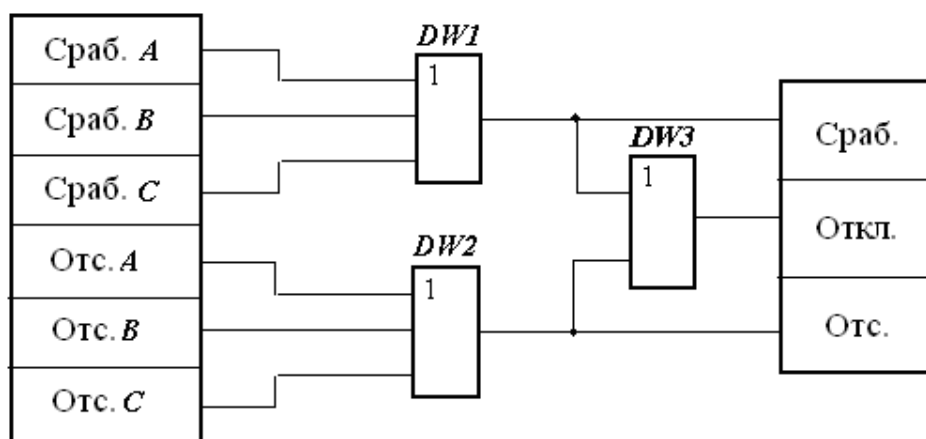


Рис. 2.38. Структурная схема токовой защиты трансформатора

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- тока срабатывания отсечки (задается в диапазоне 3,0–12,0 с шагом 0,1). Уставка токовой отсечки должна быть отстроена от броска тока намагничивания;
- тока срабатывания МТЗ (задается в диапазоне 0,2–2,4 с шагом 0,01);
- коэффициента чувствительности МТЗ;
- выдержки времени срабатывания МТЗ.

Первичный ток срабатывания токовой отсечки определяется:

- по отстройке от тока внешнего КЗ за трансформатором системы тиристорного возбуждения

$$I_{CЗ} = k_{ОТС} I_{КЗ.МАКС}^{(3)}, \quad (2.63)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, $k_{ОТС} = 1,2$; $I_{КЗ.МАКС}^{(3)}$ – максимальный ток внешнего КЗ за трансформатором системы возбуждения;

- по отстройке от броска тока намагничивания

$$I_{C.З} = k_{БР} I_{НОМ.Т}, \quad (2.64)$$

где $k_{БР}$ – коэффициент броска, $k_{БР} = 6$; $I_{НОМ.Т}$ – номинальный ток трансформатора системы возбуждения.

В качестве окончательного принимается наибольшее значение тока срабатывания защиты.

Вторичный ток срабатывания защиты в относительных единицах определяется по выражению (2.61).

Первичный ток срабатывания МТЗ вычисляется по условию отстройки от тока возбудителя при двойной форсировке возбуждения

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot 2I_{BOZB.VH}, \quad (2.65)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, $k_{OTC} = 1,2$; k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,95$; $I_{BOZB.VH}$ – ток возбудителя при двойной форсировке возбуждения, приведенный к напряжению стороны ВН трансформатора возбуждения.

Вторичный ток срабатывания защиты в относительных единицах определяется по выражению (2.61).

Коэффициент чувствительности МТЗ при КЗ на стороне НН трансформатора системы возбуждения определяется по выражению (2.62). Значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5.

Выдержка времени на срабатывание защиты согласуется со временем действия защиты от перегрузки в цепи ротора.

Токовая отсечка трансформатора собственных нужд (ТСН) / >> ТСН

Токовая отсечка трансформатора собственных нужд является быстродействующей защитой при КЗ в обмотке ВН ТСН. Защита выполняется трехфазной и включается на фазные токи ТТ, установленных со стороны высшего напряжения трансформатора собственных нужд.

Свойства защиты и методика расчета ее параметров аналогичны токовой отсечке выпрямительного трансформатора системы тиристорного возбуждения генератора блока.

Максимальная токовая защита трансформатора собственных нужд / > ТСН

Максимальные токовые защиты являются защитой от сверхтоков, обусловленных внешними междупазными КЗ. Устанавливаются они на сторонах ВН и НН трансформатора собственных нужд.

Для повышения чувствительности МТЗ имеет комбинированный пусковой орган по напряжению. Питание пускового органа по напряжению осуществляется от трансформатора напряжения секций сборных шин НН ТСН. Кроме того, на стороне НН трансформатора собственных нужд устанавливается МТЗ ТСН от симметричной перегрузки.

Максимальная токовая защита стороны ВН ТСН является резервной защитой, действующей при КЗ в трансформаторе и на секциях

сборных шин НН. Защита с выдержкой времени производит полное отключение блока. Максимальная токовая защита стороны НН ТСН устанавливается на вводе на секцию сборных шин НН, действует при КЗ на секции и является резервной для защит присоединений сборных шин НН. Защита с выдержкой времени производит отключение выключателей вводов на секции сборных шин НН.

Свойства защит аналогичны МТЗ трансформатора ($I_T >$).

Расчет параметров МТЗ от КЗ сводится к определению:

- тока срабатывания;
- напряжения срабатывания;
- коэффициентов чувствительности;
- выдержек времени срабатывания МТЗ.

Первичный ток срабатывания МТЗ вычисляется по условию отстройки от тока самозапуска электродвигателей собственных нужд электростанции, получающих питание от секций сборных шин НН,

$$I_{CЗ} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\Sigma КЗ} + X_{ДВ})}, \quad (2.66)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, $k_{ОТС} = 1,2$; k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,95$; $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение стороны ВН ТСН; $Z_{\Sigma КЗ}$ – суммарное сопротивление элементов схемы до точки КЗ на шинах НН ТСН; $X_{ДВ}$ – сопротивление двигателей при самозапуске,

$$X_{ДВ} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТСН} k_{П.ДВ}}. \quad (2.67)$$

Здесь $I_{НОМ.ТСН}$ – номинальный ток ТСН на стороне ВН; $k_{П.ДВ}$ – среднее значение пускового коэффициента электродвигателей, $k_{П.ДВ} = 3$.

Вторичный ток срабатывания защиты в относительных единицах определяется по выражению (2.59).

Коэффициент чувствительности МТЗ по току при КЗ на стороне НН ТСН определяется по выражению (2.62). Значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,2.

Напряжения срабатывания реле пуска по напряжению защиты в относительных единицах определяются следующим образом:

- для минимального реле напряжения, включенного на междупазное напряжение, из условия отстройки от напряжения самозапуска заторможенных электродвигателей нагрузки по выражению

$$U_{1CЗ} = \frac{U_{ОСТ}}{k_{ОТС}}, \quad (2.68)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остаточное напряжение при самозапуске электродвигателей нагрузки,

$$U_{\text{ост}} = \frac{\sqrt{3} \cdot (I_{\text{сз}} k_{\text{в}} / k_{\text{отс}}) X_{\text{дв}}}{U_{\text{ном}}}. \quad (2.69)$$

Здесь $k_{\text{отс}}$, $k_{\text{в}}$ и $U_{\text{ном}}$ имеют те же значения, что и в формуле (2.66);

– для реле напряжения обратной последовательности по выражению

$$U_{2\text{сз}} = 0,06. \quad (2.70)$$

Выдержки времени на срабатывание МТЗ определяются по выражению:

– для МТЗ стороны НН ТСН из условия согласования с защитами присоединений сборных шин НН

$$t_{\text{сз.МТЗ НН}} = t_{\text{сз.прис}} + \Delta t, \quad (2.71)$$

где $t_{\text{сз.прис}}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений сборных шин НН; Δt – ступень селективности, $\Delta t = 0,3$ с;

– для МТЗ стороны ВН ТСН из условия согласования с МТЗ стороны НН

$$t_{\text{сз.МТЗ ВН}} = t_{\text{сз.МТЗ НН}} + \Delta t.$$

Максимальная токовая защита от симметричной перегрузки устанавливается на вводе на секцию сборных шин НН и действует с выдержкой времени на сигнал при перегрузке вторичной обмотки ТСН.

Расчет параметров МТЗ от перегрузки сводится к определению тока срабатывания, выдержек времени срабатывания МТЗ.

Первичный ток срабатывания МТЗ от перегрузки определяется из условия отстройки от номинального тока трансформатора по выражению

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном.т НН}}, \quad (2.72)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{отс}} = 1,05$; $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, $k_{\text{в}} = 0,95$; $I_{\text{ном.т НН}}$ – номинальный ток ТСН на стороне НН.

Выдержка времени МТЗ от перегрузки по условию отстройки от времени самозапуска электродвигателей принимается равной 12–15 с.

Резервная токовая защита нулевой последовательности ТСН, I_0 ТСН

Токовая защита нулевой последовательности устанавливается на пускорезервных ТСН, работающих с глухозаземленными нейтралями. Свойства защиты и методика расчета ее параметров аналогичны токовой защите нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне ВН трансформатора блока.

Реле тока обдува трансформатора $I > P_{OT}$

Реле тока обдува применяются для пуска электродвигателей системы охлаждения трансформатора. Используются максимальные реле тока.

Реле срабатывают при нагрузке:

- равной 40 % от номинальной мощности трансформатора, и действуют на пуск 1-й ступени двигателей системы охлаждения;
- 80 % от номинальной мощности трансформатора, и действуют на пуск 2-й ступени двигателей системы охлаждения.

Реле тока блокировки РПН, $I > P_{ПН}$

Реле тока блокировки РПН применяется для предотвращения действия устройства регулирования напряжения под нагрузкой при значительных увеличениях тока нагрузки трансформатора сверх номинального. Используются максимальные реле тока.

Защита действует на блокировку РПН при токе нагрузки трансформатора, равном $2I_{НОМ}$.

2.3.7. Защиты ротора генератора

Защита ротора от перегрузки I_p и ΞI_p (с ПТР)

Защита ротора от перегрузки предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки ротора генератора током возбуждения.

Защита используется в виде:

- защиты от перегрузки ротора генератора при наличии измерительных трансформаторов тока в системе возбуждения (I_p);
- защиты от перегрузки ротора генератора с бесщеточной системой возбуждения с преобразователем тока ротора (ПТР) (ΞI_p).

Защита реагирует на относительную величину тока ротора (I_{p*}) и содержит следующие функциональные органы:

- *сигнальный* ($I_{\text{СИГН}}$), срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{p*} выше значения уставки срабатывания;

- *пусковой* ($I_{\text{ПУСК}}$), срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока I_{p*} выше значения уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа;

- *интегральный* (ИО), срабатывающий с зависимой от тока I_{p*} выдержкой времени, задан в форме таблицы;

- *орган токовой отсечки* ($I_{\text{ОТС}}$), срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{p*} выше значения установки срабатывания.

Интегральный орган и орган токовой отсечки действуют на отключение.

Защита ротора от перегрузки обладает следующими свойствами:

- выдержка времени, обратно зависимая от величины тока;
- имитация процесса охлаждения ротора генератора с регулируемым временем охлаждения;

- отстройка от апериодической составляющей и высших гармоник;

- трехфазное измерение;

- моделирование тока ротора по току и напряжению статора генератора при выполнении защиты с преобразователем тока ротора (ПТР).

Структурная схема защиты ротора от перегрузки показана на рис. 2.31.

Защита имеет аналоговые входы тока I_p , а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки. Дискретные выходы защиты:

- срабатывание сигнального органа (Сигн.);

- срабатывание пускового органа (Пуск.);

- срабатывание орган отсечки (Отс.);

- срабатывание интегрального органа (ИО);

- отключение (Откл.)

Расчет параметров защиты сводится к определению:

- тока срабатывания органов (Сигн., Пуск., Отс.) защиты (задается в диапазоне 0,9–3,0 с шагом 0,01);

– времени охлаждения (задается с шагом 1,0 с в диапазоне 10,0–2000 с);

– параметров характеристики срабатывания, заданной в форме таблицы (количество точек характеристики 3–9).

Аппроксимированная характеристика срабатывания защиты от перегрузок ротора показана на рис. 2.32.

Координаты точек характеристики срабатывания t_{CP} с диапазоном изменения 1,0–4000 с, шаг 1,0 с, при соответствующем токе I_{P*} , о. е., с диапазоном изменения 1,0–2,0 с шагом 0,1 связаны между собой соотношением

$$t_{\text{CP}} = \frac{C}{(I_{P*})^2 - B^2},$$

где I_{P*} – относительный ток ротора, $I_{P*} = I_P / I_{\text{НОМ.Р}}$ (I_P и $I_{\text{НОМ.Р}}$ – ток ротора и номинальный ток ротора соответственно в первичной цепи ротора генератора); B и C – постоянные коэффициенты, значения коэффициентов B и C регулируются в диапазоне 0,5–2,0 с шагом 0,01 и 10–300 с шагом 1,0 соответственно.

Параметры характеристики срабатывания, заданной в табличной форме, определяются для конкретного типа генератора.

Ток срабатывания сигнального органа $I_{\text{СР.СИГН}}$ принимается 1,05 о. е. Время срабатывания сигнального органа $t_{\text{СИГН}} = 10$ с. Ток срабатывания пускового органа $I_{\text{СР.ПУСК}}$ принимается 1,06–1,1 о. е. Ток срабатывания органа отсечки $I_{\text{СР.ОТС}}$ принимается равным 2,0 о. е. Время срабатывания органа отсечки $t_{\text{ОТС}} = 0,5$ с.

Максимальное время срабатывания $t_{\text{МАКС}}$ изменяется в диапазоне 60,0–4000 с, шаг 1,0 с, минимальное время срабатывания $t_{\text{МИН}}$ – в диапазоне 1,0–200 с, шаг 1,0 с.

Преобразователь тока ротора

Для моделирования тока ротора по току и напряжению статора генератора с бесщеточной системой возбуждения в защите используется преобразователь тока ротора или преобразователь тока и напряжения статора в сигнал, пропорциональный току ротора.

По принципу работы преобразователь тока ротора (ПТР) моделирует ток ротора в соответствии с векторной диаграммой Потье, т. е. сигнал на выходе ПТР образуется статорными величинами тока и напряжения генератора после преобразования в соответствии с функциональной схемой, приведенной на рис. 2.39.

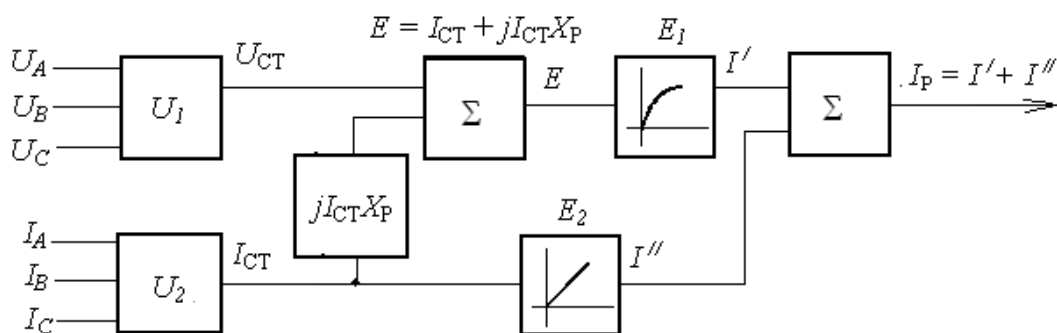


Рис. 2.39. Функциональная схема ПТР:

U_1 и I_1 – фильтры симметричных составляющих прямой последовательности напряжения и тока соответственно; E_1 – преобразователь сигнала, пропорционального внутренней ЭДС генератора E_G , в сигнал, пропорциональный составляющей тока ротора I' ; E_2 – преобразователь сигнала, пропорционального току статора $I_{СТ}$, в сигнал, пропорциональный составляющей тока ротора I''

Для обеспечения правильного измерения тока ротора как в симметричном, так и в несимметричном режимах работы системы возбуждения орган преобразователя тока выполняется трехфазным и его выходной сигнал пропорционален среднему значению суммы выпрямленных токов трех фаз, а также относительной величине тока I_{P*} .

Защита ротора от замыкания на землю $R_e <$

Защита ротора от замыкания на землю предназначена для выявления замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения генератора.

Защита подключается к цепям возбуждения генератора через специальный разделительный блок частотного фильтра (рис. 2.40), обеспечивающий подавление высших гармонических составляющих напряжения возбуждения и ограничение напряжения на выходе до 120 В.

Наложенное напряжение от источника вспомогательного напряжения G частотой порядка 16,7 Гц через разделительный трансформатор $TV1$, дроссель $L1$ и разделительный конденсатор $C1$ поступает в цепь возбуждения. Через первичную обмотку $W2$ трансформатора $TV2$ протекает полный ток замыкания цепи возбуждения на землю, величина которого зависит от величины сопротивления изоляции и емкости цепи возбуждения на землю защищаемого генератора.

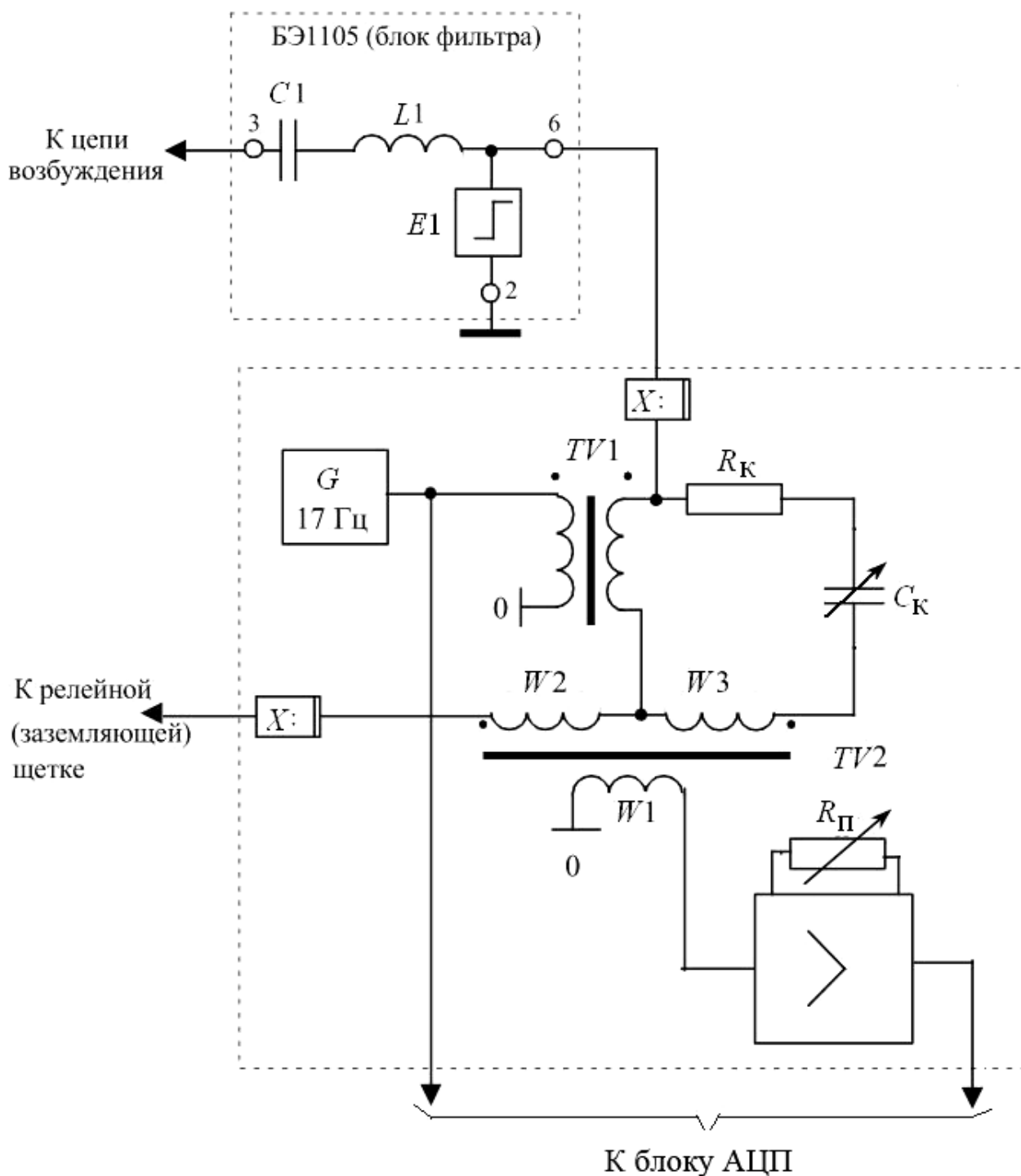


Рис. 2.40. Схема подключения защиты ротора от замыкания на землю к цепям возбуждения генератора

Конденсатор $C1$ и дроссель $L1$ настроены в резонанс на частоте наложенного напряжения, поэтому падение напряжения в них на этой частоте определяется только активным сопротивлением дросселя $L1$, которое равно сопротивлению резистора R_K , включенного в контур компенсации емкостного тока. Емкость контура компенсации C_K настраивается на значение, равное сумме емкости цепи возбуждения

для включенной в данный момент в работу системы возбуждения и емкости ротора относительно земли. Таким образом, ток, протекающий по обмотке $W3$ трансформатора $TV2$, будет равен составляющей емкостного тока замыкания на землю на частоте наложенного напряжения. Поскольку обе первичные обмотки $W3$ и $W2$ трансформатора $TV2$ равны и включены встречно, постольку в токе вторичной обмотки $W1$ этого трансформатора будет содержаться только составляющая активного тока замыкания на землю.

При необходимости величину напряжения на вторичной обмотке $W1$ трансформатора $TV2$ можно подстроить с помощью регулировочного резистора R_{Π} .

Для составляющих высших гармоник в напряжении цепи возбуждения дроссель $L1$ представляет значительное сопротивление, которое ограничивает ток с частотой сети и высших гармоник, поступающий из цепи возбуждения в данное устройство. Постоянная составляющая напряжения ротора в устройство не проходит из-за наличия разделительного конденсатора $C1$.

Данная схема осуществляет гальваническую развязку цепей возбуждения генератора от измерительной части защиты при помощи трансформатора $TV2$ и разделительного трансформатора $TV1$. В защите имеется устройство компенсации емкости цепи возбуждения генератора.

В случае нарушения контакта перехода щетка–вал генератора теряется цепь возбуждения генератора. Это приводит к появлению небаланса реактивной составляющей напряжения на выходе трансформатора $TV2$, сигнал от которого усиливается и поступает в блок АЦП. Защита реагирует на нарушение (обрыв) контакта релейной щетки при емкости ротора относительно земли не менее $0,2 \text{ мкФ}$ и обеспечивает сигнализацию о неисправности.

В защите имеется возможность измерения сопротивления изоляции цепи возбуждения в пределах $1\text{--}80 \text{ кОм}$ с погрешностью измерения не более $\pm 20 \%$. Защита имеет две независимые ступени срабатывания по сопротивлению изоляции с диапазоном регулирования уставок $1,0\text{--}25 \text{ кОм}$ с шагом $0,1 \text{ кОм}$.

Защита обладает следующими свойствами:

- выявление замыкания на землю в цепи возбуждения;

- наложение напряжения частотой 16,7 Гц через разделительный фильтр на цепь ротора;
- отстройка от высших гармоник в напряжении в цепи возбуждения;
- контроль источника вспомогательного напряжения;
- контроль целостности цепи измерения;
- вычисление активного сопротивления в месте замыкания на землю.

Защита имеет аналоговые входы, на которые подаются напряжение источника и напряжение датчика сбалансированного моста, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки.

Дискретными выходами защиты, структура которых показана на рис. 2.41, являются:

- срабатывание 1-й ступени (1 ст.);
- срабатывание 2-й ступени (2 ст.);
- отскок щетки.

Защита обеспечивает измерение:

- активного сопротивления в месте замыкания на землю;
- напряжения источника вспомогательного напряжения;
- частоты источника вспомогательного напряжения.

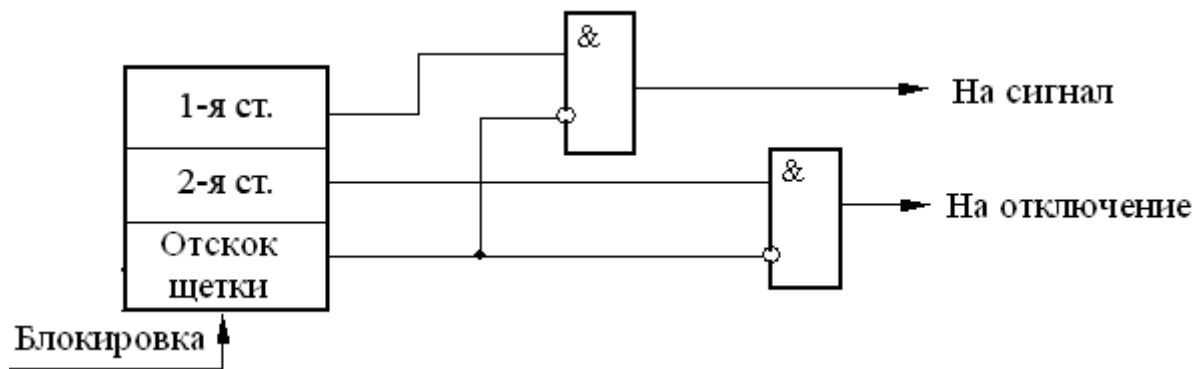


Рис. 2.41. Структурная схема защиты ротора от замыкания на землю

Расчет параметров защиты сводится к определению уставок:

- по активному сопротивлению 1-й ступени (принимает значение в диапазоне 0,1–50 кОм с шагом 0,1 кОм);
- по активному сопротивлению 2-й ступени (принимает значение в диапазоне 0,1–10 кОм с шагом 0,1 кОм);
- по компенсирующей емкости моста C_K (принимает значения 0,2–6,0 мкФ с дискретностью 0,025 мкФ).

2.3.8. Измерительные органы тока и напряжения

Измерительные органы тока

Назначением измерительных органов тока является контроль максимального ($I >$) и минимального ($I <$) токов фаз.

Измерительные органы тока обладают свойствами отстройки от апериодической составляющей и высших гармоник; одно- или трехфазного измерения.

Органы тока имеют аналоговые входы, на которые подаются токи защищаемого элемента, и дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки. На дискретном выходе появляется сигнал срабатывания измерительного органа тока.

Органы тока обеспечивают измерение действующего значения тока основной составляющей. Ток срабатывания измерительных органов тока изменяется в диапазоне 0,05–20 с шагом 0,01.

Измерительные органы напряжения

Назначением измерительных органов напряжения является контроль максимального ($U >$) и минимального ($U <$) напряжений.

Измерительные органы напряжения обладают свойствами отстройки от апериодической составляющей и высших гармоник; одно- или трехфазного измерения.

Органы напряжения имеют аналоговые входы, на которые подаются напряжения защищаемого элемента, и дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки. На дискретном выходе появляется сигнал срабатывания измерительного органа напряжения.

Органы напряжения обеспечивают измерение действующего значения напряжения основной составляющей. Напряжение срабатывания измерительных органов напряжения изменяется в диапазоне 0,1–1,6 с шагом 0,01.

Органы тока $I(f)$ и напряжения $U(f)$ при изменяющейся частоте

Назначением органов тока и напряжения при изменяющейся частоте является контроль максимального $I(f) >$ и минимального $I(f) <$ тока, а также максимального $U(f) >$ и минимального $U(f) <$ напряжения в условиях изменяющейся частоты.

Органы тока и напряжения обладают следующими свойствами:

- реагируют на средневыпрямленные значения и сохраняют работоспособность в диапазоне частот $0,2-1,2f_{\text{ном}}$;
- не подавляют апериодические составляющие;
- имеют одно- или трехфазное измерение.

Органы тока и напряжения имеют аналоговые входы, на которые подаются токи или напряжение защищаемого элемента, и дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки. На дискретном выходе появляется сигнал срабатывания органа тока или напряжения.

Органы тока и напряжения обеспечивают измерение средневыпрямленного значения тока или напряжения, приведенного к действующему значению соответствующей величины.

Значения уставок могут изменяться:

- у тока срабатывания в диапазоне $0,05-20$ с шагом $0,01$ по отношению к действующему значению номинального тока;
- у напряжения срабатывания в диапазоне $0,1-1,6$ с шагом $0,01$ по отношению к действующему значению номинального напряжения.

2.3.9. Устройства контроля синхронизма, изоляции высоковольтных вводов, исправности цепей переменного напряжения, изоляции на стороне НН трансформатора, резервирования отказа выключателей

Устройство контроля синхронизма

Устройство контроля синхронизма (КС), структурная схема которого показана на рис. 2.42, осуществляет контроль разности модулей напряжений ΔU генератора U_{Γ} и системы $U_{\text{С}}$, разности углов $\Delta \varphi$ между векторами этих напряжений и разности их частот Δf и формирует сигнал о наличии синхронизма этих напряжений.

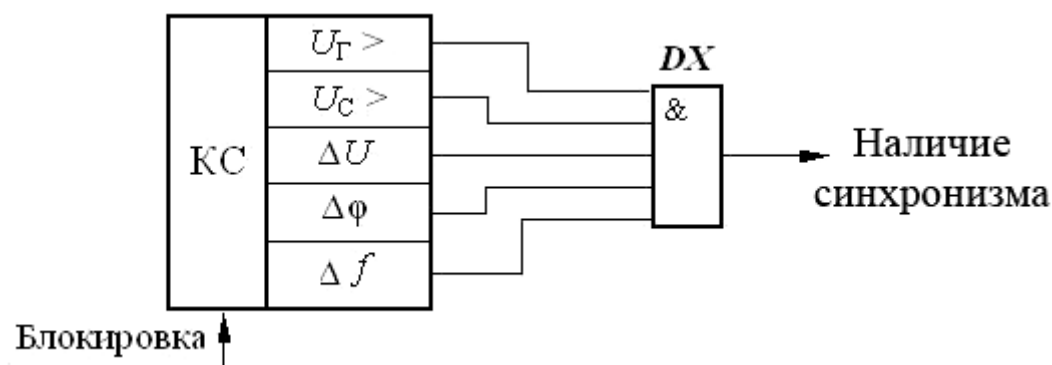


Рис. 2.42. Структурная схема устройства контроля синхронизма

Устройство обладает следующими свойствами:

- оценка и сравнение модулей напряжений в широком диапазоне частот;
- оценка сдвига фаз между двумя векторами напряжения и контроль синхронизма с заданным временем опережения;
- оценка разности частот двух напряжений.

Устройство КС имеет аналоговые входы, на которые подаются напряжения генератора U_G и системы U_C , и дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки.

Дискретные выходы устройства КС – срабатывание органов:

- напряжения генератора $U_G >$;
- напряжения системы $U_C >$;
- разности амплитуд напряжений ΔU в допустимом диапазоне ее изменения;
- разности фаз $\Delta \varphi$ в допустимом диапазоне ее изменения;
- разности частот Δf в допустимом диапазоне ее изменения при условии, что частота генератора больше частоты системы.

Устройство КС обеспечивает измерение:

- амплитуд напряжений генератора и системы и разности этих амплитуд;
- фазы вектора напряжения генератора относительно вектора напряжения системы;
- частот напряжений генератора и системы и разности этих частот.

Расчет параметров устройства КС сводится к определению:

- уставок для органов максимального напряжения $U_G >$ и $U_C >$ (изменяются в диапазоне $0,8-1,2U_{\text{НОМ}}$ с шагом $0,01U_{\text{НОМ}}$);
- уставки для органа разности напряжения ΔU (изменяется в диапазоне $0,05-0,4U_{\text{НОМ}}$ с шагом $0,01U_{\text{НОМ}}$);
- уставки для органа разности частот Δf (изменяется в диапазоне $0,05-0,5$ Гц с шагом $0,01$ Гц);
- уставок для органа разности фаз $\Delta \varphi$ по начальному $\varphi_{\text{ОП.0}}$ и конечному $\varphi_{\text{ОП.К}}$ углу опережения, связанных соотношением

$$\varphi_{\text{ОП.К}} = \varphi_{\text{ОП.0}} + \omega t_{\text{ОП}},$$

где начальный угол $\varphi_{\text{ОП.0}}$ и конечный угол $\varphi_{\text{ОП.К}}$ принимают значения в диапазоне $5-80^\circ$ с шагом 1° ;

- времени опережения $t_{\text{ОП}}$ (принимает значения в диапазоне $0,05-1,0$ с, шаг $0,01$ с).

Время опережения устанавливается равным сумме времени включения выключателя генератора, промежуточных реле (t_p) и собственного времени срабатывания устройства КС ($t_{КС}$). При этом t_p принимается равным 0,01 с, а $t_{КС}$ – 0,02 с.

Защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов трансформатора

Защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов (КИВ), структурная схема которой показана на рис. 2.43, блочного трансформатора предназначена для исключения повреждения маслонаполненных конденсаторных вводов ВН трансформатора путем выявления начальной стадии повреждения (частичный пробой нескольких слоев конденсаторной изоляции) и подачи сигнала на отключение до наступления полного пробоя изоляции и разрушения ввода. Защита подключается к измерительным выводам высоковольтных вводов через согласующие трансформаторы (например, типа ТПС-066 производства Самарского завода измерительных трансформаторов), а также на напряжение $3U_0$ разомкнутого треугольника ТН стороны ВН.

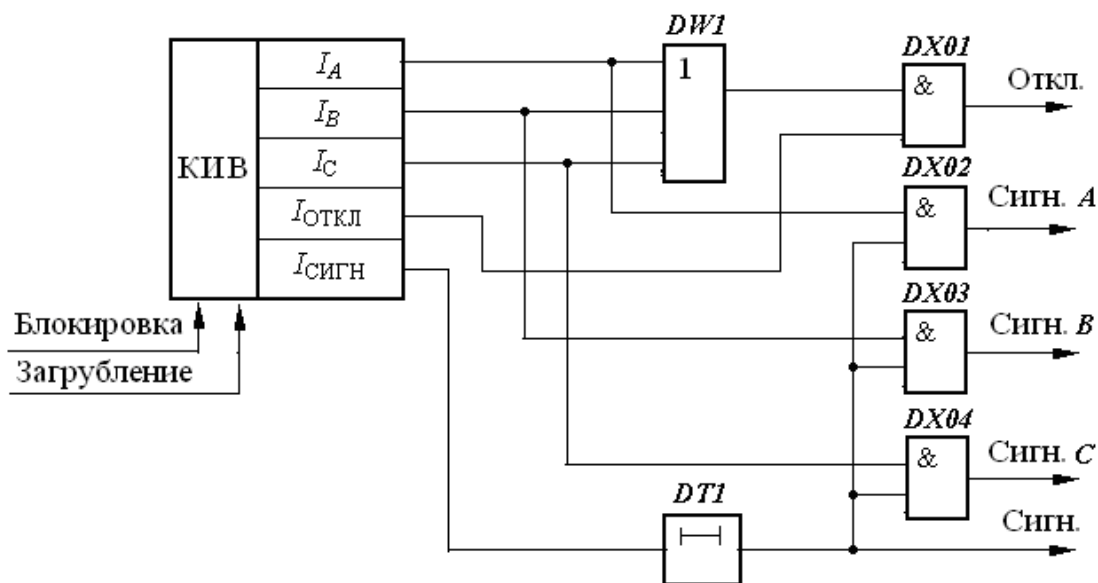


Рис. 2.43. Структурная схема устройства КИВ

Принцип действия КИВ основан на измерении составляющей основной частоты суммарного емкостного тока вводов трех фаз при рабочем напряжении на них. При измерении предполагается, что наиболее вероятно повреждение одного из вводов в трехфазной группе.

Входные цепи тока устройства КИВ регулируются так, чтобы сумма емкостных токов трех вводов при отсутствии напряжения $3U_0$ равнялась нулю.

На начальной стадии повреждения ввода происходит пробой между отдельными слоями конденсаторной изоляции, эквивалентная емкость ввода на землю возрастает и увеличивается составляющая основной частоты емкостного тока неисправного ввода. Влияние высших гармонических составляющих в емкостном токе ввода подавляется с помощью цифрового фильтра. Выделенный из суммы токов трех фаз приращенный ток ввода ΔI_C сравнивается с величиной уставки органов $I_{\text{СИГН}}$ и $I_{\text{ОТКЛ}}$.

Предотвращение ложного срабатывания КИВ под действием составляющих нулевой последовательности емкостного тока вводов при замыканиях на землю в первичной сети либо при неполнофазных режимах ее работы производится путем компенсации небаланса, возникающего в таких режимах, током, пропорциональным напряжению $3U_0$.

В случае развивающегося повреждения не происходит ввода компенсации составляющей нулевой последовательности и органы $I_{\text{СИГН}}$ и $I_{\text{ОТКЛ}}$ срабатывают с порогом чувствительности, не зависящим от наличия составляющей нулевой последовательности в первичной сети.

Действие избирателей поврежденной фазы I_A , I_B , I_C устройства КИВ основано на сравнении модуля емкостного тока каждого из вводов с модулем геометрической суммы емкостных токов в двух других фазах и величины тока, пропорциональной напряжению $3U_0$ в первичной сети. В защите предусмотрено загроубление органов $I_{\text{СИГН}}$ и $I_{\text{ОТКЛ}}$ при отключении выключателя стороны ВН, если при этом отключаются цепи напряжения $3U_0$.

Наличие в защите избирателей позволяет получить пофазный выход защиты с действием на сигнализацию и, кроме того, предотвращает ложное срабатывание при обрыве цепи одной из фаз емкостного тока ввода, поскольку в этом режиме происходит ложное действие органов $I_{\text{СИГН}}$ и $I_{\text{ОТКЛ}}$. Так как выходы КИВ с действием на отключение и сигнализацию включены по схемам «И» с выходами избирателей (см. рис. 2.43), то ложного действия защиты не происходит. При отсутствии срабатывания органов $I_{\text{СИГН}}$ и $I_{\text{ОТКЛ}}$ чувствительность избирателей фазы остается низкой.

При увеличении тока одного из вводов в процессе развития повреждения действует орган $I_{\text{СИГН}}$ и чувствительность избирателей становится более высокой, чем чувствительность $I_{\text{СИГН}}$. При этом срабатывание цепей сигнализации определяется только чувствительностью органа $I_{\text{СИГН}}$.

При дальнейшем увеличении тока поврежденного ввода действует орган $I_{\text{ОТКЛ}}$ и чувствительность избирателей становится более низкой, но выше чувствительности органа $I_{\text{ОТКЛ}}$. При этом действие защиты на отключение происходит с чувствительностью, определяемой органом $I_{\text{ОТКЛ}}$.

В случае обрыва фазы емкостного тока происходит срабатывание органов $I_{\text{СИГН}}$ и $I_{\text{ОТКЛ}}$, но чувствительность избирателей будет низкой, что улучшает отстройку КИВ от возникающих в этих режимах небалансов.

Устройство КИВ обладает следующими свойствами:

- имеет отстройку от апериодической составляющей и высших гармоник;
- происходит компенсация различия емкостей вводов;
- не реагирует на изменение емкостных токов при внешних КЗ на землю и неполнофазных режимах;
- не работает ложно при обрыве цепи тока ввода одной из фаз;
- осуществляется пофазное определение поврежденного ввода.

Устройство КИВ имеет аналоговые входы, на которые подаются токи фаз A , B , C и напряжение разомкнутого треугольника $3U_0$, и дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки и загробления (при отключении выключателя стороны ВН).

Дискретные выходы устройства КИВ:

- срабатывание сигнального органа ($I_{\text{СИГН}}$);
- срабатывание отключающего органа ($I_{\text{ОТКЛ}}$);
- срабатывание избирательных органов фазы A (I_A), B (I_B), C (I_C);
- действие на отключение (Откл.);
- действие на сигнализацию общую (Сигн.) и отдельных фаз (сигн. A , B , C).

Устройство КИВ обеспечивает измерение:

- токов фаз A , B , C ;
- тока небаланса ΔI_C ;
- напряжения $3U_0$.

Расчет параметров устройства КИВ сводится к определению:

- уставки срабатывания сигнального органа (диапазон уставок $I_{\text{сигн}}$ 0,05–0,1 с шагом 0,01);
- коэффициентов возврата сигнального и отключающего органов. Типичное значение уставки $k_B = 0,9$;
- коэффициента заглубления защиты при отключении выключателя стороны ВН (отключение цепей напряжения $3U_0$). Типичное значение уставки равно 2,0.

Устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока

Устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока (КИН) предотвращает ложные действия защиты при обрывах цепей напряжения измерительных ТН с вторичными обмотками, соединенными по схеме звезды (с линейным напряжением $U_{\text{ном}} = 100 \text{ В}$) и по схеме разомкнутого треугольника (с максимальным напряжением на выходе 100 В для сетей с глухозаземленной нейтралью или 33 В для сетей с изолированной нейтралью).

В качестве датчика устройства выступает трехобмоточный трансформатор TL с двумя первичными обмотками $W1$ и $W2$, которые подключаются к вторичным обмоткам измерительного ТН (рис. 2.44), соединенным по схеме звезды через добавочные резисторы R_A, R_B, R_C или разомкнутого треугольника через добавочные резисторы R_6 и R_7 .

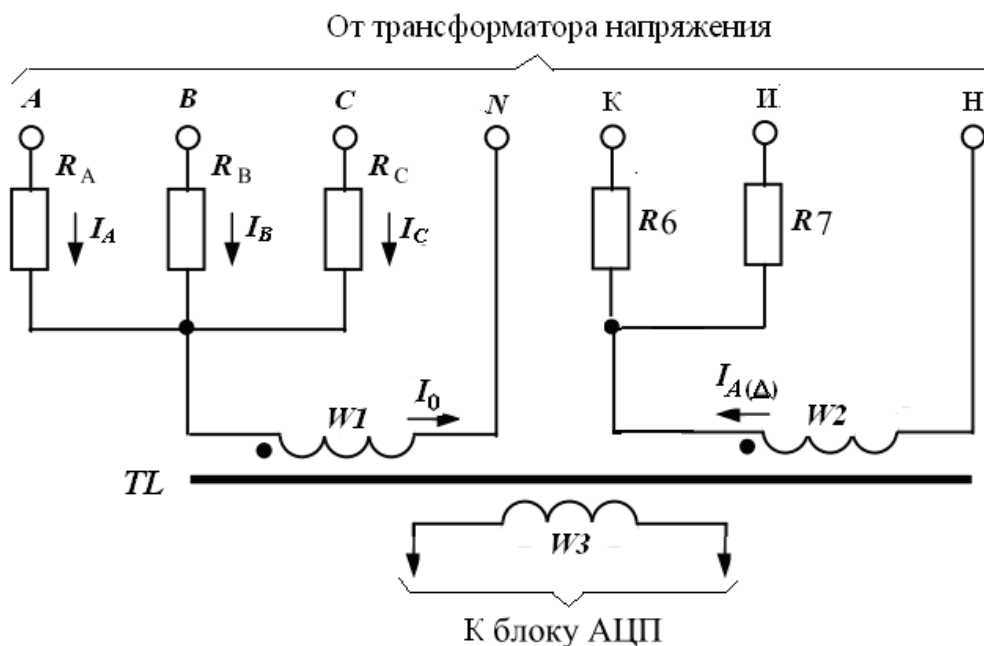


Рис. 2.44. Структурная схема датчика устройства КИН

Сопrotивление резистора R_A выбрано в два раза меньше, чем сопротивление одинаковых резисторов R_B и R_C . Поэтому при симметрии напряжений U_A , U_B , U_C токи в этих сопротивлениях не одинаковы, в результате чего в первичной обмотке $W1$ протекает ток I_0 .

В условиях нормального режима работы при исправных вторичных цепях ТН совпадающие по фазе, но встречно направленные в первичных обмотках промежуточного трансформатора TL токи I_0 и $I_{A(\Delta)}$ создают в его сердечнике уравнивающиеся магнитодвижущие силы (МДС). При любых нарушениях симметрии напряжений со стороны первичных обмоток промежуточного трансформатора TL МДС будут также уравниваться.

При обрыве проводов одной, двух или трех фаз, а также нулевого провода N в цепях напряжения ТН нарушается равновесие МДС в сердечнике промежуточного трансформатора TL устройства КИН и на выходе его вторичной обмотки $W3$ появляется напряжение, поступающее в АЦП.

Устройство КИН обладает следующими свойствами:

- реагирует на обрыв одной, двух или трех фаз в цепи обмотки ТН, соединенной по схеме звезды;
- правильно работает при внешних КЗ;
- отстроено от апериодической составляющей и высших гармоник.

Устройство КИН имеет аналоговые входы, на которые подаются напряжения с обмоток ТН, соединенных по схеме звезды, и с обмоток ТН, соединенных по схеме разомкнутого треугольника, а также дискретные входы, на которые подаются сигналы блокировки. С дискретного выхода устройства снимается сигнал срабатывания.

Устройство КИН обеспечивает измерение небаланса по напряжению у ТН.

Контроль изоляции на стороне низшего напряжения трансформатора U_{0T}

Устройство контроля изоляции на стороне НН трансформатора блока предназначено для сигнализации о появлении однофазного замыкания на землю. Применяется на блоках с выключателем в цепи генератора. Устройство вводится в действие при отключенном генераторном выключателе и действует на сигнал с выдержкой времени.

Напряжение срабатывания устройства определяется по напряжению нулевой последовательности, появляющемуся на обмотке ТН, соединенной по схеме разомкнутого треугольника, при однофазном замыкании на землю

$$U_{CP} = 0,15U_N, \quad (2.73)$$

где U_N – напряжение на обмотке ТН, равное 100 В.

Выдержка времени на срабатывание устройства принимается равной 9 с.

Устройство используется и для генераторов, работающих на сборные шины.

Устройство резервирования отказа выключателей

Логическая схема УРОВ принимает сигналы от реле тока УРОВ, защит генератора или блока генератор-трансформатор, действующих на отключение их выключателей, и от контактов реле, контролирующих положение этих выключателей.

При одновременном срабатывании пускового реле тока и какой-либо из защит генератора или блока и отказе (не отключении) их выключателей узел логики УРОВ с выдержкой времени осуществляет формирование выходных сигналов.

Устройство резервирования отказа генераторного выключателя действует на отключение выключателей, смежных с генераторным (секционного и выключателя ввода на секцию сборных шин от повышающего трансформатора).

Устройство резервирования отказа выключателя стороны ВН блока действует в схему дифференциальной защиты сборных шин ВН на отключение выключателей всех присоединений системы или секции СШ.

Контроль тока в цепях выключателей осуществляется посредством трехфазного органа тока, выполненного с помощью измерительных органов тока. Ток срабатывания реле тока УРОВ принимается в диапазоне 0,05–0,1 от номинального (или базисного) тока элемента.

Сигнал запуска УРОВ запоминается органом выдержки времени на возврат, уставка которого регулируется в диапазоне 0,05–3,0 с, шаг 0,01 с.

УРОВ действует на отключение с выдержкой времени, изменяемой в диапазоне 0,05–3,0 с, шаг 0,01 с.

Выдержка времени на срабатывание УРОВ принимается

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{В.З}} + t_{\text{ПОГР.РВ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (2.74)$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ – время отключения выключателя; $t_{\text{В.З}}$ – время возврата защиты; $t_{\text{ПОГР.РВ}}$ – погрешность реле времени защиты; $t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса.

2.3.10. Устройства защиты, получающие сигналы срабатывания от внешних измерительных органов

Газовая защита трансформаторов

Газовая защита является основной защитой трансформаторов блоков, повышающих трансформаторов (трансформаторы связи с системой) и трансформаторов собственных нужд главной электрической схемы электростанции. Газовая защита используется для защиты бака (обмоток и магнитопровода) трансформатора и устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Шкаф микропроцессорной защиты блока (трансформатора) осуществляет прием сигналов от контактов газовых реле с контролем исправности изоляции их цепей и реализует действия газовой защиты.

Газовая защита бака трансформатора выполняется двухступенчатой: первая ступень действует на сигнал, вторая ступень – на отключение. Газовая защита РПН имеет одну ступень, действующую на отключение.

Защита от дуговых замыканий в шкафах КРУ присоединений сборных шин НН

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) предназначена для действия при КЗ в шкафах комплексного распределительного устройства (КРУ) вводов на сборные шины НН, сопровождающихся горением электрической дуги.

Шкаф микропроцессорной защиты генератора, работающего на сборные шины, трансформатора или блока генератор-трансформатор принимает сигнал о работе датчика ЗДЗ в отсеке выключателя или

в кабельном отсеке шкафа КРУ ввода на секцию сборных шин НН и при наличии сигнала о срабатывании МТЗ выдает сигнал на отключение защищаемого элемента.

Защита от дуговых замыканий действует без выдержки времени.

2.4. ЗАЩИТА СБОРНЫХ ШИН ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.4.1. Защита сборных шин стороны ВН электростанций

Для защиты сборных шин стороны ВН электростанций используются микропроцессорные защиты, применяемые для защиты сборных шин подстанций:

- шкаф ШЭ2607 061 для защиты сборных шин с торможением 110–220 кВ;
- ШЭ2607 062 то же, без торможения 110–220 кВ;
- ШЭ2710 561 то же, с торможением 330–750 кВ (с количеством присоединений до 9);
- ШЭ2710 562 то же, с торможением 330–750 кВ (с количеством присоединений до 6).

Методика расчета параметров дифференциальной защиты сборных шин приведена в источнике [8].

2.4.2. Защита сборных шин генераторного напряжения

Для защиты сборных шин генераторного напряжения электростанций НПП «ЭКРА» разработан и изготавливается терминал типа ЭКРА 211 1401, представляющий собой дифференциальную защиту сборных шин на четыре присоединения напряжением 6–10 кВ совместно с автоматикой управления секционным выключателем [9].

Устройство реализует функции:

- продольной дифференциальной токовой защиты шин;
- трехступенчатой максимальной токовой защиты с пуском по напряжению;
- защиты от несимметричных режимов.

Повышающие трансформаторы Т1 и Т2 типа ТДН-40000/110 связывают секции сборных шин напряжением 6 кВ с распределительным устройством ВН ТЭЦ, образованным двумя системами сборных шин напряжением 110 кВ

Связь ТЭЦ с системой осуществляется двумя воздушными ЛЭП напряжением 110 кВ.

Генераторы ТЭЦ имеют тиристорную систему возбуждения с трансформаторами ТВ1 и ТВ2 типа ТСЗП-1000.

Параметры элементов главной электрической схемы ТЭЦ приведены ниже, на с. 134, и в табл. 3.1.

Паспортные данные:

– генераторов $G1$ и $G2$

Тип	ТЗФП-63-2М
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	63
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	6,3
$\cos\varphi$	0,8
Соединение обмоток	Y
Сопротивления, о. е.:	
x_d	1,12
x'_d	0,23
x''_d	0,153
x_2	0,186
$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	78,75
$I_{\text{НОМ.Г}}$, кА	7,22

– силовых повышающих трансформаторов Т1 и Т2

Тип	ТДН-40000/110
$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	40
$U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$, кВ	121
$U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}$, кВ	6,3
u_k , %	10,5
Соединение обмоток	Y/Δ
$I_{\text{НОМ.Т}}^{\text{ВН}}$, А	191
$I_{\text{НОМ.Т}}^{\text{НН}}$, А	3670

– токоограничивающего реактора LR

Тип	РБА-6-2500-0,25
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	6
$I_{\text{НОМ}}$, А	2500
x_p , %	25

– трансформаторов системы возбуждения ТВ1 и ТВ2

Тип	ТСЗП-1000/6,3
$S_{\text{НОМ}}$, кВ·А.....	1000
$U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$, кВ.....	6,3
$U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}$, кВ.....	0,66
$u_{\text{к}}$, %.....	7
Соединение обмоток.....	Y/ Δ
$I_{\text{НОМ.ТВ}}^{\text{ВН}}$, А.....	91,6

Таблица 3.1

Паспортные данные трансформаторов тока в цепях генераторов

Место установки	Тип	Коэффициент трансформации	Класс точности
Нулевые и линейные выводы генератора	ТШЛ-20	8000/5	5Р
Ошиновка генератора: — у выключателя			10Р
— отпайка в ТВ	ТПОЛ-10	400/5	

3.2. ВЫБОР МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ ГЕНЕРАТОРОВ И ИХ КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Защиты каждого генератора выполняются в виде двух взаиморезервируемых автономных систем (1-й и 2-й комплекты защит), расположенных в шкафах типа ШЭ1110М.

Состав 1-го и 2-го комплектов одинаков и включает следующие защиты:

- продольную дифференциальную защиту генератора ($I\Delta G$);
- от замыканий на землю обмотки статора генератора (с наложением 25 Гц) I_N , ($f25$);
- от потери возбуждения генератора ($\Phi <$);
- от повышения напряжения ($UG >$);
- от обратной мощности ($P_{\text{ОБР}}$);
- от симметричных перегрузок с интегральным органом (I_1);
- от несимметричных перегрузок с интегральным органом (I_2);
- дистанционную защиту ($Z <$);
- ротора от перегрузки (I_P);
- ротора от замыканий на землю ($Re <$);

- токовые защиты трансформатора системы возбуждения ($I > I_{TB}$);
- устройство контроля изоляции на стороне генераторного напряжения (U_0);
- устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока (КИН);
- устройство резервирования отказа выключателя генератора (УРОВ G);
- измерительный орган минимального напряжения статора генератора для форсировки возбуждения при работе на резервном возбуждении ($U_G <$);
- измерительный орган минимального тока в цепи статора для режима холостого хода генератора ($I_G <$).

Схема подключения микропроцессорных защит шкафов ШЭ1110М к измерительным ТТ и ТН генератора приведена на рис. 3.2.

Краткая характеристика защит генераторов

Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$) является основной быстродействующей защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Она подключается к ТТ $TA1$ ($TA2$) на нулевых выводах и к ТТ $TA6$ ($TA7$) на линейных выводах генератора. Защита выполнена с торможением.

Для работы при больших токах КЗ в составе защиты предусмотрена дифференциальная отсечка.

Защита действует без выдержки времени на полное отключение генератора: отключение выключателя генератора, пуск УРОВ генераторного выключателя, гашение поля основной (резервной) системы возбуждения, останов турбины.

Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора I_N , ($f 25$) предназначена для действия при замыканиях на землю обмотки статора генератора, имеющего связь с сетью потребителей. Подключается к ТТ $TA5$ и ТН $TV1$ ($TV2$), установленным на линейных выводах генератора.

Принцип работы защиты основан на наложении на первичные цепи статора генератора контрольного тока с частотой 25 Гц от постороннего источника.

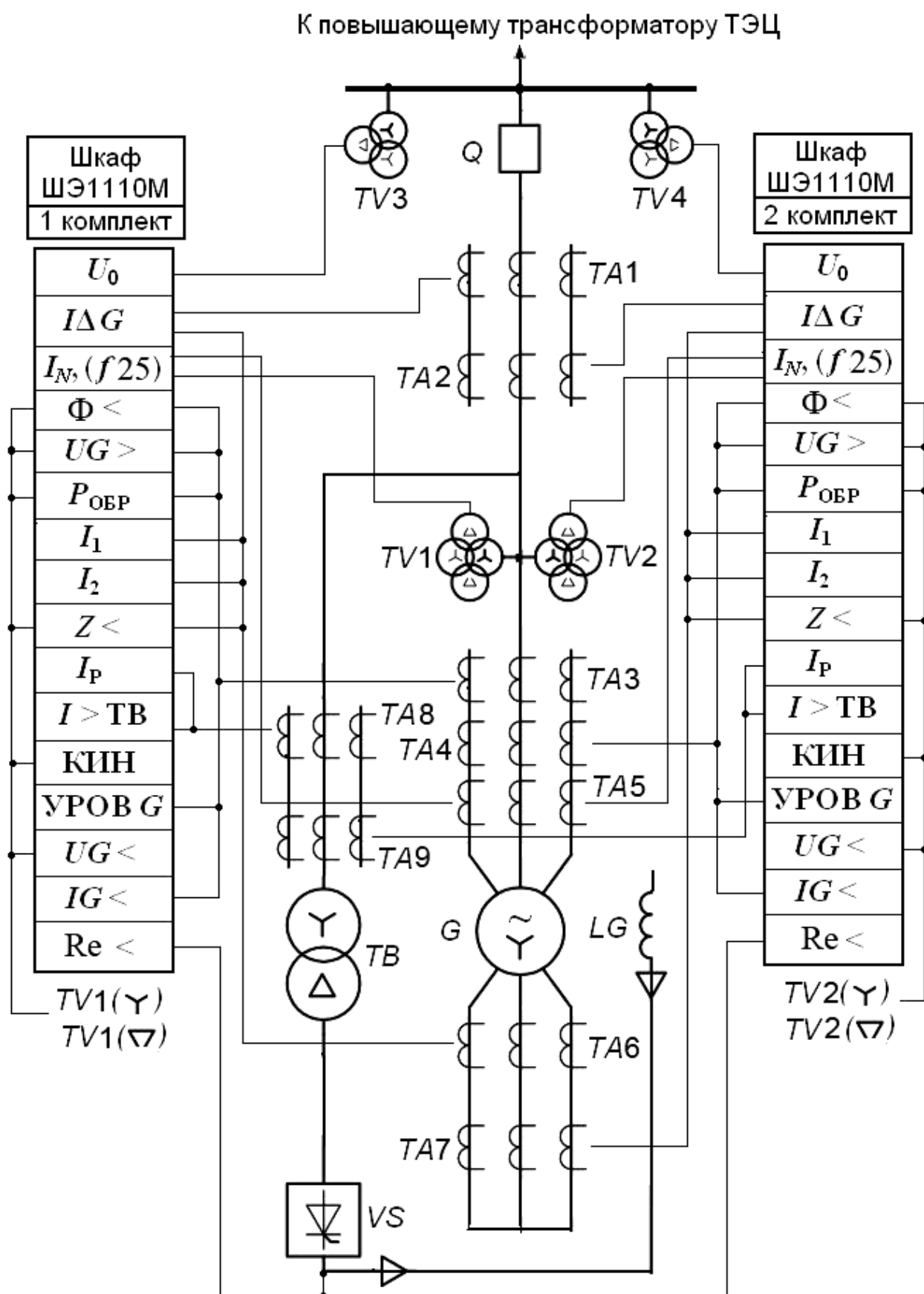


Рис. 3.2. Схема подключения микропроцессорных защит шкафов ШЭ1110М к измерительным ТТ и ТН генератора

Защита обладает высокой чувствительностью и абсолютной селективностью с охватом зоной действия 100 % обмотки статора генератора. Защита с выдержкой времени действует на полное отключение генератора.

Защита генератора от потери возбуждения ($\Phi <$) служит для отключения генератора при исчезновении возбуждения. Она подключается к ТТ ТА3 (ТА4) и к ТН TV1 (TV2), установленным на линейных выводах генератора.

Принцип работы защиты основан на изменении положения вектора полного сопротивления на выводах генератора при потере им возбуждения по сравнению с нормальным режимом работы. Защита блокируется при качаниях по скорости изменения сопротивления.

Защита с выдержкой времени действует на полное отключение генератора.

Защита от повышения напряжения ($UG >$) предназначена для действия при повышении напряжения генератора, работающего на холостом ходу. Подключается к тем же ТТ и ТН, что и защита от потери возбуждения.

Защита выполнена с блокировкой по току в цепи статора генератора, вводится в работу с выдержкой времени и действует на полное отключение генератора.

Защита от обратной мощности (P_{OBR}) срабатывает при отрицательном знаке активной мощности генератора, т. е. когда генератор потребляет активную мощность из системы. Она подключается к ТТ ТА3 (ТА4) и к ТН TV1 (TV2), установленным на линейных выводах генератора.

Защита выполняется с контролем закрытия стопорных клапанов турбины и действует с выдержкой времени на отключение генератора.

Защита от симметричных перегрузок с интегральным органом (I_1) предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора, возникающих при понижении напряжения в сети или неисправностях в системе возбуждения. Подключается к ТТ ТА6 (ТА7), установленным на нулевых выводах генератора.

Защита содержит органы:

- *сигнальный*, действующий на сигнал с независимой выдержкой времени при увеличении тока прямой последовательности выше значения уставки срабатывания;

- *пусковой*, действующий без выдержки времени на пуск интегрального органа и с максимальной выдержкой времени на отключение при увеличении тока I_1 выше значения уставки срабатывания;
- *интегральный*, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в форме таблицы;
- *орган токовой отсечки*, действующий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_1 выше значения уставки срабатывания.

Интегральный орган и орган токовой отсечки действуют с меньшей выдержкой времени на отключение секционного выключателя; с большей выдержкой времени на полное отключение генератора.

Защита от несимметричных перегрузок с интегральным органом (I_2) предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных КЗ и других несимметричных режимах работы ЭЭС, а также при несимметричных КЗ в самом генераторе. Подключается к тем же ТТ, что и защита от симметричных перегрузок.

Защита содержит органы:

- *сигнальный*, действующий на сигнал с независимой выдержкой времени при увеличении тока обратной последовательности выше значения уставки срабатывания;
- *пусковой*, действующий без выдержки времени на пуск интегрального органа и с максимальной выдержкой времени на отключение при увеличении тока выше значения уставки срабатывания;
- *интегральный*, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной перегрузочной характеристикой генератора током I_2 ;
- *орган токовой отсечки*, действующий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания.

Интегральный орган и орган токовой отсечки действуют с меньшей выдержкой времени на отключение секционного выключателя; с большей выдержкой времени на полное отключение генератора.

Дистанционная защита ($Z <$) является резервной защитой от внешних междуфазных повреждений. Она подключается к ТТ $TA6$ ($TA7$), установленным на нулевых выводах, и к ТН $TV1$ ($TV2$) – на линейных выводах генератора.

Защита выполнена на основе дистанционных органов (реле полного сопротивления), имеющих характеристику срабатывания в виде

окружности, расположенной в I и II квадрантах со смещением в III и IV квадранты комплексной плоскости сопротивлений.

Защита блокируется при неисправностях в цепях напряжения, выявляемых устройством контроля исправности цепей напряжения переменного тока и при качаниях (по скорости изменения сопротивления ΔZ).

Защита выполняется одноступенчатой, действующей с меньшей выдержкой времени на отключение секционного выключателя и с большей выдержкой времени на полное отключение генератора.

Защита ротора от перегрузки (I_R) предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки ротора генератора током возбуждения. Подключается к ТТ $TA8$ ($TA9$), установленным на стороне ВН трансформатора возбуждения.

Защита реагирует на относительную величину тока ротора (I_{R*}) и содержит следующие функциональные органы:

- *сигнальный*, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{R*} выше значения уставки срабатывания;
- *пусковой*, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока I_{R*} выше значения уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа;
- *орган токовой отсечки*, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{R*} выше значения уставки срабатывания;
- *интегральный*, срабатывающий с зависимой от тока I_{R*} выдержкой времени.

Защита с выдержкой времени действует на полное отключение генератора.

Защита ротора от замыканий на землю ($R_e <$) предназначена для выявления замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения генератора. Защита подключается к цепям возбуждения генератора через специальный разделительный блок частотного фильтра, обеспечивающий подавление высших гармонических составляющих напряжения возбуждения и ограничение напряжения на выходе до 120 В.

Защита имеет две ступени: 1-я ступень действует на сигнал, 2-я – на полное отключение генератора.

Токовые защиты трансформатора системы возбуждения ($I > TV$) предназначены для действия при повреждениях в трансформаторе системы возбуждения. Подключается к тем же ТТ, что и защита ротора от перегрузки. Защита выполняется трехфазной, включается на фазные токи со стороны высшего напряжения выпрямительного трансформатора и имеет две ступени: токовую отсечку (1-я ступень), работающую без выдержки времени; максимальную токовую защиту (2-я ступень), работающую с выдержкой времени. Обе ступени защиты действуют на полное отключение генератора.

Устройство контроля изоляции на стороне генераторного напряжения (U_0) предназначено для сигнализации о появлении однофазного замыкания на землю в сети генераторного напряжения. Устройство подключается на напряжение $3U_0$ трансформатором напряжения $TV3$ ($TV4$), установленным на сборных шинах генераторного напряжения, и действует на сигнал с выдержкой времени.

Устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока (КИН) обеспечивает контроль исправности цепей напряжения переменного тока измерительных ТН с вторичными обмотками, соединенными по схеме звезды (с линейным напряжением $U_{ном} = 100$ В) и по схеме разомкнутого треугольника (с максимальным напряжением на выходе 100 В для сетей с глухозаземленной нейтралью или 33 В для сетей с изолированной нейтралью). Подключается к ТН $TV1$ ($TV2$).

Устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока сигнализирует о нарушении цепей напряжения переменного тока и блокирует действие защит, реагирующих на снижение и полное исчезновение переменного напряжения (например, дистанционную защиту, защиту от потери возбуждения генератора).

Устройство резервирования отказа выключателя генератора (УРОВ G) действует при срабатывании реле тока УРОВ, защит генератора и отказе его выключателя на отключение выключателей, смежных с отказавшим, (секционного выключателя и выключателя ввода на секцию сборных шин от повышающего трансформатора ТЭЦ). Реле контроля тока УРОВ подключаются к ТТ $TA3$ ($TA4$).

Измерительный орган минимального напряжения ($UG <$) статора используется для форсировки возбуждения при работе генерато-

ра с резервным возбудителем. Подключается к ТН $TV1$ ($TV2$) на линейных выводах генератора.

Измерительный орган минимального тока ($IG <$) контролирует ток в цепи статора в режиме холостого хода генератора. Подключается к ТТ $TA3$ ($TA4$) на линейных выводах генератора.

3.3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Исходными данными для расчета токов КЗ являются главная электрическая схема ТЭЦ, показанная на рис. 3.1, параметры ее элементов, сопротивления и ЭДС системы 110 кВ.

Сопротивления элементов главной электрической схемы ТЭЦ, приведенные к генераторному напряжению 6,3 кВ, имеют следующие значения:

- сверхпереходное реактивное сопротивление генераторов $X_G = 0,077$ Ом;
- сопротивление повышающих трансформаторов $X_T = 0,104$ Ом;
- сопротивление секционного реактора $X_R = 0,25$ Ом;
- сопротивление трансформатора системы возбуждения $X_{ТВ} = 2,78$ Ом;
- сопротивление системы:
 - в максимальном режиме работы $X_{С.МАКС} = 0,12$ Ом;
 - в минимальном режиме работы $X_{С.МИН} = 0,2$ Ом.

ЭДС системы принимаем $E_C = 121$ кВ, ЭДС генераторов ТЭЦ – $E_G = 6,91$ кВ.

Результаты расчета токов трехфазного КЗ для различных точек замыкания (см. рис. 3.1) приведены в табл. 3.2. Токи приведены к напряжению 6,3 кВ.

Таблица 3.2

Значения токов трехфазного КЗ для расчета параметров защит генераторов ТЭЦ

Точка КЗ	Режим	Ток КЗ по элементу, кА			
		Генератор $G1$	Генератор $G2$	Трансформатор $T1$	Реактор LR
K1	Все вкл.	51,812	16,962	19,574	10,734
K2	Все вкл.	22,041	22,041	22,041	0
	Откл. T2	19,415	4,572	23,986	4,572

Ток короткого замыкания в точке КЗ (за трансформатором системы возбуждения генератора) равен 1,393 кА. Ток КЗ на нулевых выводах генератора в точке К4 в минимальном режиме работы системы равен 10,618 кА.

3.4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЗАЩИТ ГЕНЕРАТОРА ТЭЦ

3.4.1. Продольная дифференциальная защита генератора

Для расчета продольной дифференциальной защиты генератора не требуется выравнивание токов со стороны нулевых и линейных выводов генератора, т. к. обмотки фаз статора генератора соединены по схеме звезды. Расчет первичного тока генератора, соответствующего его номинальной мощности, вторичного и базисного токов, приведен в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Расчет первичных, вторичных и базисных токов генератора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Первичный номинальный ток генератора, А	$I_{\text{НОМ.Г}} = \frac{S_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Г}}}$	$\frac{78,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,5} = 7225$
Схема соединения ТТ	Y	—
Коэффициент схемы	$k_{\text{СХ}}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	$K_{\text{ТТ}}$	8000/5
Вторичный (базисный) ток, А	$I_{\text{ВТ.Г}} = \frac{I_{\text{НОМ.Г}} k_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}}$	$\frac{7225 \cdot 1}{8000/5} = 4,5$
Принятый базисный ток, А	$I_{\text{БАЗ}}$	5
Коэффициент амплитудной коррекции	$K = \frac{I_{\text{ВТ.Г}}}{I_{\text{БАЗ}}}$	$\frac{4,5}{5} = 0,9$

Определение начального тока срабатывания защиты производится в соответствии с выражениями (2.1) и (2.2). Принимая $k_{\text{Н}} = 2$, $k_{\text{ОДН}} = 0,5$ и $f_i = 0,1$, получим следующие значения $I_{\text{НБ. (НОМ)}}$ и $I_{\text{Д.0}}$:

$$I_{\text{НБ. (НОМ)}} = f_i k_{\text{ОДН}} I_{\text{НОМ}} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 1 = 0,05,$$

$$I_{\text{Д.0}} \geq k_{\text{Н}} I_{\text{НБ. (НОМ)}} = 2 \cdot 0,05 = 0,1.$$

Принимаем минимально допустимое значение $I_{\text{Д.0}*} = 0,1$.

Ток начала торможения принимаем $I_{\text{Т.0}} = 1$.

Тормозной ток В, определяющий точку излома характеристики срабатывания, принимается равным типовому значению $В = 1,5$.

Коэффициент торможения определяется в соответствии с выражениями (2.4) и (2.5).

Ток торможения в относительных единицах, равный максимальному току внешнего (сквозного) трехфазного КЗ, равен

$$I_T = I_{\text{СКВ.КЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС}} k_{\text{СХ}}}{I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}}} = \frac{51\,812 \cdot 1}{5 \cdot 8000 / 5} = 6,47,$$

где $I_{\text{КЗ.МАКС}}$ – ток, протекающий через защиту при внешнем трехфазном КЗ в точке К1.

В таком случае, принимая $k_{\text{АП}} = 2$, $f_i = 0,1$, $k_{\text{ОДН}} = 0,5$ и $k_{\text{Н}} = 2$, получим следующие значения $I_{\text{НБ (КЗ)}}$ и $k_{\text{Т}}$:

$$I_{\text{НБ (КЗ)}} = k_{\text{АП}} f_i k_{\text{ОДН}} I_{\text{СКВ.КЗ}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 6,47 = 0,65,$$

$$k_{\text{Т}} \geq k_{\text{Н}} I_{\text{НБ (КЗ)}} / I_{\text{Т}} = 2 \cdot 0,65 / 6,47 = 0,2.$$

Принимаем минимально допустимое значение $k_{\text{Т}} = 0,3$.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки в относительных единицах определяется из следующих условий:

– по отстройке от режима внешнего КЗ

$$I_{\text{СР. ОТС}} \geq k_{\text{ОТС}} k_{\text{АП}} f_i k_{\text{ОДН}} I_{\text{СКВ.КЗ}} = 1,5 \cdot 2 \cdot 0,5 \cdot 0,5 \cdot 6,47 = 4,85,$$

где $f_{i \text{ ВН}}$ – коэффициент, учитывающий максимально допустимую погрешность трансформаторов тока при протекании внутренних токов КЗ, $f_{i \text{ ВН}} = 0,5$;

– по отстройке от уравнительного тока асинхронного режима

$$I_{\text{СР. ОТС}} \geq k_{\text{ОТС}} k_{\text{АП}} f_i k_{\text{ОДН}} I_{\text{АСИНХР}} = 1,5 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 3,02 = 0,45,$$

где $I_{\text{АСИНХР}}$ – уравнительный ток асинхронного режима,

$$I_{\text{АСИНХР}} = \frac{2U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{С}} + X_{\text{Т}} + X_{\text{Г}}) I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}}} =$$

$$= \frac{2 \cdot 6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,12 + 0,104 + 0,077) \cdot 5 \cdot 8000 / 5} = 3,02,$$

где $X_{\text{С}}$, $X_{\text{Т}}$, и $X_{\text{Г}}$ – сопротивления системы, трансформатора и генератора, приведенные к генераторному напряжению.

Принимаем минимально допустимое значение $I_{\text{СР.ОТС}} = 6,0$.

Коэффициент чувствительности защиты проверяется при двухфазном КЗ в зоне действия защиты, в данном случае на нулевых выводах генератора в минимальном режиме работы системы (см. табл. 3.2)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}} I_{\text{Д.0}}} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 10,618 \cdot 10^3}{5 \cdot 8000 / 5 \cdot 0,1} = 11,4.$$

Коэффициент чувствительности больше 2, следовательно, требование необходимой чувствительности защиты удовлетворяется.

Результаты расчета уставок продольной дифференциальной защиты генератора представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Уставки продольной дифференциальной защиты генератора

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Ток срабатывания защиты, о. е.	0,10–0,80	0,01	0,1
Ток начала торможения защиты, о. е.	0,6–1,0	0,1	1,0
Тормозной ток В, о. е.	1,0–5,0	0,1	1,5
Коэффициент торможения	0,3–0,7	0,1	0,3
Ток срабатывания дифференциальной отсечки, о. е.	6,0–12,0	0,1	6,0

3.4.2. Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора (с наложением 25 Гц)

Расчет параметров защиты сводится к определению уставки срабатывания пускового органа U_0 (задается в диапазоне 5–20 В с шагом 0,1 В) и отключающего органа $I_{от}$ (задается в диапазоне 0,1–5 мА с шагом 0,1 мА).

Значения уставок определяются при наладке защиты.

3.4.3. Защита генератора от потери возбуждения

Уставка по сопротивлению срабатывания основной функции при угле максимальной чувствительности определяется по выражению (2.20).

Приняв значения $k_H = 1,1$, $x_d = 1,12$, $U_{ном.Г} = 6,3$ кВ и $S_{ном.Г} = 78,75$ МВ·А, получим

$$Z_{уст.осн} = k_H x_d \frac{U_{ном.Г}^2}{S_{ном.Г}} = 1,1 \cdot 1,12 \cdot \frac{6,3^2}{78,75} = 0,62 \text{ Ом.}$$

Вторичное сопротивление срабатывания защиты при $K_{ТТ} = 8000/5$ и $K_{ТН} = 6300/100$

$$Z_{уст.вт} = Z_{уст.осн} \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} k_{сх} = 0,62 \cdot \frac{8000/5}{6300/100} \cdot 1 = 15,8 \text{ Ом.}$$

Уставка по сопротивлению смещения основной функции при угле максимальной чувствительности определяется по выражению (2.21).

Приняв значения $x'_d = 0,23$, $U_{\text{НОМ.Г}} = 6,3$ кВ и $S_{\text{НОМ.Г}} = 78,75$ МВ·А, получим

$$Z_{\text{УСТ.СМ}} = 0,4x'_d \frac{U_{\text{НОМ.Г}}^2}{S_{\text{НОМ.Г}}} = 0,4 \cdot 0,23 \cdot \frac{6,3^2}{78,75} = 0,046 \text{ Ом.}$$

Вторичное значение сопротивления смещения

$$Z_{\text{УСТ.СМ.ВГ}} = Z_{\text{УСТ.СМ}} \frac{K_{\text{ГТ}}}{K_{\text{ТН}}} k_{\text{СХ}} = 0,046 \cdot \frac{8000/5}{6300/100} \cdot 1 = 1,2 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания защиты по отстройке от переходных режимов при нарушении динамической устойчивости и асинхронном режиме системы (принято ориентировочно, уточняется при наладке) $t_{\text{СР}} = 2$ с.

Угол максимальной чувствительности $\varphi_{\text{МЧ}} = 270^\circ$.

Блокировка защиты от потери возбуждения при качаниях

Интервал времени для определения режима качаний рассчитывается по выражению (2.23).

Приняв значения $T_{\text{КАЧ}} = 2$ с и $k_{\text{ЗАП}} = 4$, получим

$$\Delta t_{\text{СР}} = T_{\text{КАЧ}} / k_{\text{ЗАП}} = 2/4 = 0,5 \text{ с.}$$

Скорость изменения сопротивления по отстройке от качаний и асинхронного хода в ЭЭС определяется по выражению (2.22).

Приняв значение $k_{\text{Н}} = 2$, получим

$$\Delta Z'_{\text{УСТ}} \geq k_{\text{Н}} \frac{Z_{\text{УСТ}} - Z_{\text{СМ}}}{\Delta t_{\text{СР}}} = 2 \cdot \frac{0,62 - 0,05}{0,5} = 2,28 \text{ Ом/с.}$$

Скорость изменения сопротивления в нормальном режиме по условию несрабатывания в режиме внешнего КЗ на землю определяется по выражению (2.24).

Приняв значения:

– сопротивления нормального нагрузочного режима

$$|Z_{\text{НАГР}}| = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ.Г}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 7220} = 0,5 \text{ Ом и } \varphi_{\text{НАГР}} = \arccos(0,8) = 37^\circ;$$

– разности $(Z_{\text{НАГР}} - Z_{\text{Х}})$ согласно выражению (2.25)

$$Z_{\text{НАГР}} - Z_{\text{Х}} = \sqrt{(Z_{\text{Н}} \cos \varphi_{\text{НАГР}})^2 + (Z_{\text{Н}} \sin \varphi_{\text{НАГР}} + Z_{\text{СМ}} + \frac{Z_{\text{УСТ}}}{2})^2} - \frac{Z_{\text{УСТ}}}{2} =$$

$$= \sqrt{(0,5 \cdot 0,8)^2 + (0,5 \cdot 0,6 + 0,05 + \frac{0,62}{2})^2} - \frac{0,62}{2} = 0,46 \text{ Ом};$$

– $k_H = 2,0$ и $T_{НОМ} = 0,02$ с, получим

$$\Delta Z_{РАСЧ}'' \leq \frac{Z_{НАГР} - Z_X}{k_H T_{НОМ}} = \frac{0,46}{2 \cdot 0,02} = 11,5 \text{ Ом/с}.$$

Из условия $2,28 < \Delta Z_{СЗ} < 11,5$ принимаем первичную величину скорости изменения сопротивления при качаниях равной $\Delta Z_{СЗ.ПЕРВ} = 7 \text{ Ом/с}$. Вторичная величина скорости изменения сопротивления

$$\Delta Z_{СЗ.ВТ} = \Delta Z_{СЗ} \frac{K_{ТГ}}{K_{ТН}} = 7 \cdot \frac{8000 / 5}{6300 / 100} = 178 \text{ Ом/с}.$$

Характеристика срабатывания защиты от потери возбуждения показана на рис. 2.25. Результаты расчета уставок защиты от потери возбуждения приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Уставки защиты от потери возбуждения генератора

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Сопротивление срабатывания основной функции при угле максимальной чувствительности 270° , Ом	4–100	0,1	15,8
Сопротивление смещения, Ом	$(0-0,5)Z_{УСТ}$	0,1	1,2
Время срабатывания защиты, с	1–10	1	2
Сопротивление срабатывания функции блокировки защиты, Ом/с	1–800	1	178

3.4.4. Защита генератора от повышения напряжения

Напряжение срабатывания в относительных единицах определяется по выражению (2.32).

$$U_{CP} = 1,1 \frac{U_{НОМ.Г}}{U_{2\text{ НОМ}} K_{ТН}} = 1,1 \cdot \frac{6300}{100 \cdot 6300 / 100} = 1,1,$$

где $U_{2\text{ НОМ}}$ – номинальное вторичное напряжение ТН.

Ток блокирования защиты в относительных единицах (отстройка от тока холостого хода) определяется по выражению (2.33)

$$I_{\text{БЛ}} = 0,1 \frac{I_{\text{НОМ.Г}}}{I_{2 \text{ НОМ}} K_{\text{ТТ}}} = 0,1 \cdot \frac{7220}{5 \cdot 8000 / 5} = 0,09,$$

где $I_{2 \text{ НОМ}}$ – номинальный вторичный ток ТТ, равный базисному току защиты.

Выдержка времени, с которой вводится защита в действие в режиме холостого хода, отстроенная от кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети, принимается равной $t_{\text{ВВ.З}} = 3$ с.

Результаты расчета уставок защиты генератора от повышения напряжения представлены в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Уставки защиты генератора от повышения напряжения

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Напряжение срабатывания, о. е.	0,1–1,6	0,01	1,1
Ток блокирования защиты, о. е.	0,05–0,3	0,01	0,09
Выдержка времени ввода защиты, с	1–10	0,1	3

3.4.5. Защита генератора от обратной мощности

Мощность срабатывания защиты в относительных единицах принимается

$$P_{\text{СР}} = 0,01 P_{\text{НОМ.Г}*} = 0,01 \text{ о. е.}$$

Характеристический угол между током и соответствующим напряжением задается $\varphi_{\text{Х}} = 150^\circ$. Время срабатывания защиты $t_{\text{СЗ}} = 3$ с.

Результаты расчета уставок защиты от обратной мощности представлены в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Уставки защиты от обратной мощности

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Мощность срабатывания, о. е.	0,01–1	0,01	0,01
Характеристический угол, °	0–360	1	150
Выдержка времени, с	1–10	0,1	3

3.4.6. Защита от симметричных перегрузок с интегральным органом

Ток срабатывания сигнального органа определяется по выражению (2.37).

Приняв $k_H = 1,05$, $k_B = 0,95$ и $I_{НОМ.Г*} = 1$, получим значение тока срабатывания сигнального органа

$$I_{СР.СИГН} = \frac{k_H}{k_B} I_{НОМ.Г*} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1 = 1,1 \text{ о. е.}$$

Время срабатывания сигнального органа (по рекомендации завода-изготовителя генератора) принимается $t_{СИГН} = 9 \text{ с.}$ Ток срабатывания пускового органа в относительных единицах (согласно техническим характеристикам генератора) равен $I_{ПУСК} = 1,1 \text{ о. е.}$

Характеристика срабатывания ИО, заданная в табличной форме точками согласно техническим характеристикам генератора, представлена ниже:

Величина тока статора генератора, о. е.	Время срабатывания ИО, с
1,1	3600
1,15	900
1,2	360
1,25	300
1,4	180
1,5	120

Время срабатывания ИО защиты равно допустимому времени протекания тока статора.

Графическое изображение характеристики срабатывания ИО защиты от симметричных перегрузок показано на рис. 2.32.

Время охлаждения генератора после срабатывания защиты определяется при наладке (диапазон уставок с шагом одна секунда 10–2000 с).

Ток срабатывания органа отсечки в относительных единицах принимается $I_{СР.ОТС} = 1,6 \text{ о. е.}$

Время срабатывания органа отсечки 1 $t_{ОТС.1} = 0,5 \text{ с.}$

Время срабатывания органа отсечки 2 $t_{ОТС.2} = t_{ОТС.1} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$

С меньшим временем органа отсечки защита действует на отключение секционного выключателя, с большим временем органа отсечки и с временем ИО – на отключение генератора.

Результаты расчета уставок защиты от симметричных перегрузок статора представлены в табл. 3.8.

Таким образом, минимальное время срабатывания защиты $t_{\text{МИН}} = 0,5$ с, максимальное – $t_{\text{МАКС}} = 3600$ с.

Таблица 3.8

Уставки защиты от симметричных перегрузок

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Ток срабатывания сигнального органа, о. е.	1,0–2,0	0,01	1,1
Ток срабатывания пускового органа, о. е.	1,0–2,0	0,01	1,1
Максимальное время срабатывания, с	60–4000	0,1	3600
Ток срабатывания органа отсечки, о. е.	1,0–3,0	0,01	1,6
Время органа отсечки 1, с	0,1–10	0,1	0,5
Время органа отсечки 2, с	0,1–10	0,1	0,8

3.4.7. Защита от несимметричных перегрузок с интегральным органом

Ток срабатывания сигнального органа в относительных единицах по отстройке от максимального длительно допустимого тока обратной последовательности принимается $I_{2 \text{ СР. СИГН}} = 0,05$ о. е.

Время срабатывания сигнального органа (по рекомендации завода-изготовителя генератора) принимается $t_{\text{СИГН}} = 9$ с.

Ток срабатывания пускового органа из условия обеспечения надежного пуска интегрального органа при максимальной выдержке времени интегрального органа определяется по выражению (2.38).

Приняв $k_H = 1,05$ и $I_{2* \text{ МИН}} = 0,08$, получим

$$I_{2 \text{ СР. ПУСК}} = k_H I_{2* \text{ МИН}} = 1,05 \cdot 0,08 = 0,084 \text{ о. е.}$$

Принимаем $I_{2 \text{ СР. ПУСК}} = 0,09$.

Постоянная времени A , соответствующая допустимой длительности тока обратной последовательности при $I_{2*} = 1$ по данным завода-изготовителя генератора равна 15.

Максимальное время срабатывания, определяемое по тепловому действию тока, равного току срабатывания пускового органа, определяется по выражению (2.39) следующим образом:

$$t_{\text{МАКС}} = \frac{A}{I_{2 \text{ СР. ПУСК}}^2} = \frac{15}{0,09^2} = 1852 \text{ с.}$$

Ток срабатывания органа отсечки, равный току срабатывания интегрального органа, при превышении которого защита работает с минимальной выдержкой времени (граница перехода с гиперболической характеристики на линейную), согласно выражению (2.40) определяется как

$$I_{2 \text{ СР. ОТС}} = \frac{I_{2*}^{//}}{k_{\text{Ч}}} = \frac{2,95}{1,2} = 2,46 \text{ о. е.},$$

где $I_{2*}^{//}$ – сверхпереходный ток обратной последовательности, определяемый по выражению (2.41),

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{U_2}{x_d^{//} + x_2} = \frac{1}{0,153 + 0,186} = 2,95 \text{ о. е.}$$

Здесь U_2 – напряжение обратной последовательности, $U_2 = U_{1 \text{ НОМ}} = 1 \text{ о. е.}$; $x_d^{//}$ – сверхпереходное сопротивление генератора, о. е.; x_2 – сопротивление обратной последовательности генератора, о. е.;

$k_{\text{Ч}}$ – коэффициент чувствительности, равный 1,2.

Принимаем ток срабатывания органа отсечки $I_{2 \text{ СР. ОТС}} = 2,5 \text{ о. е.}$

Минимальное время срабатывания ИО определяется по выражению (2.42)

$$t_{\text{МИН}} = \frac{A}{I_{2 \text{ СР. ОТС}}^2} = \frac{15}{2,46^2} = 2,5 \text{ с.}$$

Характеристика срабатывания ИО защиты от несимметричных перегрузок показана на рис. 2.33.

Время срабатывания органа отсечки 1 $t_{\text{ОТС.1}} = 0,5 \text{ с}$, отсечки 2 $t_{\text{ОТС.2}} = t_{\text{ОТС.1}} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с}$.

С меньшим временем органа отсечки защита действует на отключение секционного выключателя, с большим временем органа отсечки и с временем ИО – на отключение генератора.

Время охлаждения генератора после срабатывания защиты определяется при наладке (диапазон уставок с шагом одна секунда 10–2000 с).

Результаты расчета уставок защиты от несимметричных КЗ и перегрузок статора представлены в табл. 3.9.

Таким образом, минимальное время срабатывания защиты $t_{\text{МИН}} = 0,5 \text{ с}$, максимальное – $t_{\text{МАКС}} = 1852 \text{ с}$.

Таблица 3.9

Уставки защиты от несимметричных перегрузок

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Ток срабатывания сигнального органа, о. е.	0,05–2,0	0,01	0,05
Ток срабатывания пускового органа, о. е.	0,05–2,0	0,01	0,09
Максимальное время срабатывания, с	60–4000	0,1	1852
Минимальное время срабатывания, с	0,5–200	0,1	2,5
Постоянная A , с	5–40	1	15
Ток срабатывания органа отсечки, о. е.	1,0–3,0	0,1	2,5
Время органа отсечки 1, с	0,1–10	0,1	0,5
Время органа отсечки 2, с	0,1–10	0,1	0,8

3.4.8. Дистанционная защита

Первичное сопротивление срабатывания защиты определяется по условию отстройки от нагрузочного режима согласно выражению (2.48).

$$Z_{CЗ} = \frac{Z_{\text{НАГР}}}{k_{\text{ОТС}} k_{\text{В}} \cos(\varphi_{\text{МЧ}} - \varphi_{\text{НАГР}})} = \frac{0,32}{1,2 \cdot 1,05 \cos(80^\circ - 53^\circ)} = 0,285 \text{ Ом},$$

где $Z_{\text{НАГР}}$ – сопротивление максимального нагрузочного режима, определяемое по выражению (2.49),

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{МИН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}}} = \frac{0,95 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 7220} = 0,32 \text{ Ом};$$

$k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{ОТС}} = 1,2$; $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, $k_{\text{В}} = 1,05$; $\varphi_{\text{МЧ}}$ – угол максимальной чувствительности защиты, $\varphi_{\text{МЧ}} = 80^\circ$; $\varphi_{\text{НАГР}}$ – угол нагрузки (при условии $P_{\text{НАГР}} = P_{\text{НОМ}} = \text{const}$),

$$\varphi_{\text{НАГР}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{НАГР}});$$

$$\begin{aligned} \cos \varphi_{\text{НАГР}} &= \frac{P_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}} U_{\text{МИН}}} = \\ &= \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 I_{\text{НОМ}} \cdot 0,95 U_{\text{НОМ}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 7,22 \cdot 0,95 \cdot 6,3} = 0,6; \end{aligned}$$

$$\varphi_{\text{НАГР}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{НАГР}}) = \arccos 0,6 = 53^\circ.$$

Вторичное сопротивление срабатывания защиты

$$Z_{\text{сз.вт}} = Z_{\text{сз}} \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} k_{\text{сх}} = 0,285 \cdot \frac{8000/5}{6300/100} \cdot 1 = 7,24 \text{ Ом.}$$

Коэффициент чувствительности защиты, определяемый по выражению (2.50), составляет:

– при КЗ на шинах генераторного напряжения (точка К1 на рис. 3.1)

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{сз}}}{X_{\text{Г}}} = \frac{0,285}{0,077} = 3,7 ;$$

– при КЗ на шинах ВН ТЭЦ (точка К2 на рис. 3.1)

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{сз}}}{X_{\text{Г}} + X_{\text{Т}}/k_{\text{ТОК}}} = \frac{0,285}{0,077 + 0,104/0,81} = 1,4,$$

где $k_{\text{ТОК}}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока, протекающего через генератор, к току, протекающему через повышающий трансформатор, при КЗ на шинах ВН ТЭЦ (точка К2 на рис. 3.1), $k_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{Г}}}{I_{\text{Т}}} = \frac{19,425}{23,986} = 0,81$.

Выбранная уставка срабатывания дистанционной защиты удовлетворяет требованиям чувствительности: $k_{\text{ч}} > 1,5$ в первом случае и $k_{\text{ч}} > 1,2$ во втором случае.

Поскольку дистанционная защита подключена к ТТ, установленным на нулевых выводах генератора, то смещения характеристики срабатывания реле сопротивления в III и IV квадранты комплексной плоскости сопротивлений не требуется.

Дистанционная защита действует с выдержкой времени, согласованной с временем срабатывания резервной защиты повышающего трансформатора, на полное отключение генератора

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз.т}} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1,0 \text{ с,}$$

где $t_{\text{сз.т}}$ – время срабатывания резервной защиты повышающего трансформатора; Δt – ступень селективности.

Блокировка дистанционной защиты при качаниях

Интервал времени для определения режима качаний рассчитывается по выражению (2.23).

Приняв значения $T_{\text{КАЧ}} = 2 \text{ с}$ и $k_{\text{ЗАП}} = 4$, получим

$$\Delta t_{\text{СР}} = T_{\text{КАЧ}} / k_{\text{ЗАП}} = 2/4 = 0,5 \text{ с.}$$

Скорость изменения сопротивления по отстройке от качаний и асинхронного хода в ЭЭС определяется по выражению (2.23).

Приняв значение $k_H = 2$ и $\Delta t_{CP} \geq t_{C3} = 1,0$ с, получим

$$\Delta Z'_{YCT} \geq k_H \frac{Z_{YCT} - Z_{CM}}{\Delta t_{CP}} = 2 \cdot \frac{0,286}{1,0} = 0,57 \text{ Ом/с.}$$

Скорость изменения сопротивления в нормальном режиме по условию несрабатывания в режиме внешнего КЗ на землю определяется по выражению (2.24).

Приняв значения:

– сопротивления нормального нагрузочного режима

$$|Z_{HAГP}| = \frac{U_{HOM.Г}}{\sqrt{3} \cdot I_{HOM.Г}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 7220} = 0,5 \text{ Ом и } \varphi_{HAГP} = \arccos(0,8) = 37^\circ;$$

– разности $Z_{HAГP} - Z_X$ согласно выражению (2.25)

$$\begin{aligned} Z_{HAГP} - Z_X &= \sqrt{(Z_H \cos \varphi_{HAГP})^2 + (Z_H \sin \varphi_{HAГP} + Z_{CM} + \frac{Z_{YCT}}{2})^2} - \frac{Z_{YCT}}{2} = \\ &= \sqrt{(0,5 \cdot 0,8)^2 + (0,5 \cdot 0,6 + \frac{0,285}{2})^2} - \frac{0,285}{2} = 0,45 \text{ Ом;} \end{aligned}$$

– $k_H = 2,0$ и $T_{HOM} = 0,02$ с,

получим

$$\Delta Z''_{PACЧ} \leq \frac{Z_{HAГP} - Z_X}{k_H T_{HOM}} = \frac{0,45}{2 \cdot 0,02} = 11,3 \text{ Ом/с.}$$

Из условия $0,57 < \Delta Z_{C3} < 11,3$ принимаем первичную величину скорости изменения сопротивления при качаниях $\Delta Z_{C3.ПЕРВ} = 8$ Ом/с.

Вторичная величина скорости изменения сопротивления

$$\Delta Z_{C3.BT} = \Delta Z_{C3} \frac{K_{TT}}{K_{TH}} = 8 \cdot \frac{8000/5}{6300/100} = 203 \text{ Ом/с.}$$

Результаты расчета уставок дистанционной защиты приведены в табл. 3.10. Характеристика срабатывания реле сопротивления дистанционной защиты генератора изображена на рис. 3.3.

Таблица 3.10

Уставки дистанционной защиты генератора

Наименование величины	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величины
Сопротивление срабатывания, Ом	1–100	0,1	7,4
Угол максимальной чувствительности, °	0–360	1	80
Выдержки времени на срабатывание, с	0–5,0	0,1	1
Блокировка от качаний, Ом/с	1–800	1	203

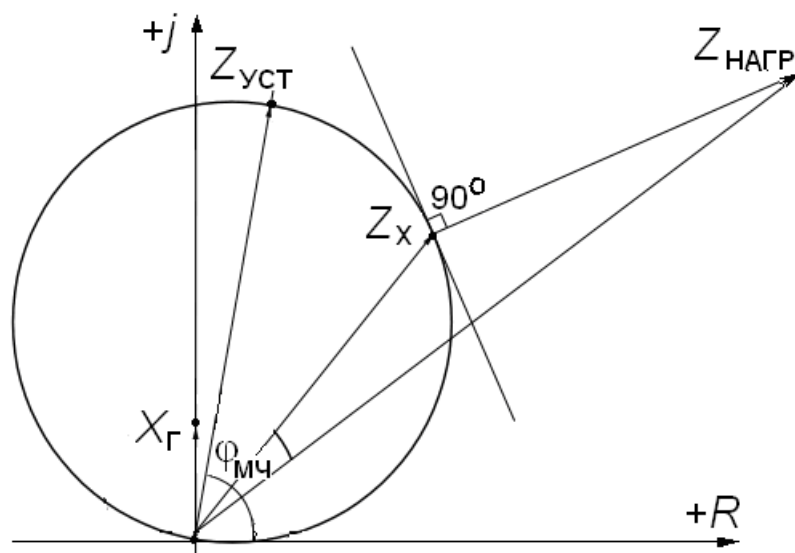


Рис. 3.3. Характеристика срабатывания реле сопротивления дистанционной защиты генератора

3.4.9. Защита ротора от перегрузки

За базисный ток принимается номинальный ток системы возбуждения генератора $I_{\text{БАЗ}} = I_{\text{Р.НОМ}} = 800 \text{ А}$.

Ток срабатывания сигнального органа в относительных единицах по отстройке от максимального длительно допустимого тока ротора принимается

$$I_{\text{СР.СИГН}} = \frac{I_{\text{Р.ДОП}}}{I_{\text{Р.НОМ}}} = \frac{1,05 I_{\text{Р.НОМ}}}{I_{\text{БАЗ}}} = 1,05 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания сигнального органа в именованных единицах равен

$$I_{\text{СР.СИГН}} = 1,05 \cdot 800 = 840 \text{ А.}$$

Уставка по времени срабатывания сигнального органа $t_{\text{СИГН}} = 10 \text{ с}$.

Ток срабатывания пускового органа в относительных единицах, действующего без выдержки времени, принимается $I_{\text{СР.ПУСК}} = 1,1 \text{ о. е.}$

Ток срабатывания пускового органа в именованных единицах

$$I_{\text{СР.ПУСК}} = 1,1 \cdot 800 = 880 \text{ А.}$$

Характеристика срабатывания интегрального органа, заданная в табличной форме точками согласно техническим данным генератора, представлена ниже. Время срабатывания ИО защиты равно допустимому времени протекания тока возбуждения.

Ток возбуждения генератора, о. е.	Время срабатывания ИО, с
1,06	3600
1,1	600
1,15	360
1,2	240
1,5	60
2,0	20

Графическое изображение характеристики срабатывания интегрального органа показано на рис. 2.32.

Ток срабатывания органа отсечки принимается $I_{\text{ср.отс}} = 2,0$ о. е.

Ток срабатывания органа отсечки в именованных единицах

$$I_{\text{ср.отс}} = 2,0 \cdot 800 = 1600 \text{ А.}$$

Время срабатывания органа отсечки $t_{\text{отс.1}} = 0,5$ с.

Время охлаждения ротора генератора после срабатывания защиты определяется при наладке (диапазон уставок с шагом одна секунда 10–2000 с).

Результаты расчета защиты ротора от перегрузки приведены в табл. 3.11.

Таким образом, минимальное время срабатывания защиты $t_{\text{мин}} = 0,5$ с, максимальное – $t_{\text{макс}} = 3600$ с.

Таблица 3.11

Уставки защиты ротора генератора от перегрузки

Наименование величины	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величины
Ток срабатывания сигнального органа, о. е.	0,09–2,0	0,01	1,05
Ток срабатывания пускового органа, о. е.	0,09–2,0	0,01	1,1
Ток срабатывания органа отсечки, о. е.	1,0–3,0	0,01	2,0
Время срабатывания органа отсечки, с	0,1–10	0,1	0,5
Максимальное время срабатывания ИО, с	60–4000	1	3600
Минимальное время срабатывания ИО, с	1–200	1	20

3.4.10. Защита ротора от замыканий на землю

Ориентировочно принимаем следующие значения сопротивлений срабатывания защиты:

– уставка по активному сопротивлению 1-й ступени (задается в диапазоне 0,1–50 кОм с шагом 0,1 кОм) $R_{1CT} = 2,5$ кОм;

– уставка по активному сопротивлению 2-й ступени (задается в диапазоне 0,1–10 кОм с шагом 0,1 кОм) $R_{2CT} = 1,5$ кОм.

Выдержки времени срабатывания: 1-й ступени $t_{1CT} = 9$ с, 2-й ступени $t_{2CT} = 0,5$ с.

Значения уставок уточняется при наладке защиты.

Первая ступень защиты действует на сигнал, 2-я ступень – на полное отключение генератора.

3.4.11. Токовые защиты трансформатора системы возбуждения

Номинальный ток трансформатора системы возбуждения равен

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания токовой отсечки определяется:

– по отстройке от тока внешнего КЗ за трансформатором системы тиристорного возбуждения (точка КЗ на рис. 3.1) согласно выражению (2.63).

Принимая $k_{ОТС} = 1,2$ и $I_{КЗ.МАКС}^{(3)} = 1393$ А, получим

$$I_{СЗ} = k_{ОТС} I_{КЗ.МАКС}^{(3)} = 1,2 \cdot 1393 = 1672 \text{ А;}$$

– по отстройке от броска тока намагничивания ТВ по выражению (2.64).

Принимая $k_{БР} = 6$ и $I_{НОМ.Т} = 91,6$ А, получим

$$I_{СЗ} = k_{БР} I_{НОМ.Т} = 6 \cdot 91,6 = 549,6 \text{ А.}$$

В качестве окончательного принимается наибольшее значение тока срабатывания защиты, равное 1672 А.

Вторичный ток срабатывания отсечки будет

$$I_{СР} = \frac{I_{СЗ}}{K_{ТТ} I_{БАЗ}} = \frac{1672}{400 / 5 \cdot 5} = 4,2 \text{ о. е.}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ вычисляется по условию отстройки от тока возбудителя при двойной форсировке возбуждения по выражению (2.65). Принимая $k_{ОТС} = 1,2$, $k_B = 0,95$ и $I_{ВОЗБ.ВН} = 800 \times \times 0,66/6,3$, получим

$$I_{C3} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} \cdot 2I_{\text{возб.ВН}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2 \cdot 800 \cdot \frac{0,66}{6,3} = 211,7 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ в относительных единицах будет

$$I_{\text{CP}} = \frac{I_{C3}}{K_{\text{ТТ}} I_{\text{БАЗ}}} = \frac{211,7}{400 / 5 \cdot 5} = 0,53 \text{ о. е.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ при КЗ на стороне НН трансформатора системы возбуждения определяется по выражению (2.62)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_{\text{КЗ МАКС}}^{(3)}}{I_{C3}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1393}{211,7} = 5,7.$$

Значение коэффициента чувствительности превышает 1,5, следовательно, требование необходимой чувствительности обеспечивается.

Выдержка времени на срабатывание защиты согласуется с временем действия защиты от перегрузки в цепи ротора и принимается равной 1,0 с.

Результаты расчета токовых защит ТВ приведены в табл. 3.12.

Таблица 3.12

Уставки защиты трансформатора системы возбуждения

Наименование величины	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величины
Ток срабатывания токовой отсечки, о. е.	3,0–12,0	0,1	4,2
Ток срабатывания МТЗ, о. е.	0,02–2,4	0,01	0,53
Время срабатывания МТЗ, с	0,1–20,0	0,1	1,0

3.4.12. Устройство контроля изоляции на стороне генераторного напряжения

Напряжение срабатывания устройства определяется по напряжению нулевой последовательности, появляющемуся на обмотке ТН, соединенной по схеме разомкнутого треугольника, при однофазном замыкании на землю.

Величина уставки по напряжению срабатывания, согласно выражению (2.73), равна

$$U_{\text{CP}} = 0,15U_N = 0,15 \cdot 100 = 15 \text{ В,}$$

где U_N – напряжение на обмотке ТН, равное 100 В.

Для задания уставки по напряжению срабатывания защиты в относительных единицах необходимо полученное значение $U_{\text{ср}}$ разделить на 100 В, т. е. $U_{\text{ср}} = 0,15$ о. е.

Выдержка времени на срабатывание устройства принимается 9 с.

Устройство контроля изоляции на стороне генераторного напряжения действует на сигнал.

3.4.13. Устройство резервирования отказа выключателя генератора

Ток срабатывания реле тока УРОВ принимается в диапазоне 0,05–0,1 от номинального (или базисного) тока элемента

$$I_{\text{ср.уров}} = 0,1 I_{\text{ном.г}} = 0,1 \cdot 7220 = 722 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока УРОВ в относительных единицах будет

$$I_{\text{ср.вт.уров}} = \frac{I_{\text{ср.уров}}}{K_{\text{тт}} I_{\text{баз}}} = \frac{722}{8000/5 \cdot 5} = 0,09 \text{ о. е.,}$$

где $I_{\text{баз}}$ – базисный ток, $I_{\text{баз}} = 5 \text{ А}$.

УРОВ действует на отключение с выдержкой времени, изменяемой с шагом 0,01 с в диапазоне 0,05–3,0 с.

Выдержка времени на срабатывание УРОВ согласно выражению (2.74) равна

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{в.з}} + t_{\text{погр.рв}} + t_{\text{зап}} = 0,15 + 0,05 + 0,05 + 0,05 = 0,3 \text{ с,}$$

где $t_{\text{откл.в}}$ – время отключения выключателя, $t_{\text{откл.в}} = 0,15 \text{ с}$; $t_{\text{в.з}}$ – время возврата защиты, $t_{\text{в.з}} = 0,05 \text{ с}$; $t_{\text{погр.рв}}$ – погрешность реле времени защиты, $t_{\text{погр.рв}} = 0,05 \text{ с}$; $t_{\text{зап}}$ – время запаса, $t_{\text{зап}} = 0,05 \text{ с}$.

Сигнал запуска УРОВ запоминается органом выдержки времени на возврат, уставка которого регулируется в диапазоне с шагом 0,01 с 0,05–3,0 с.

4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР

4.1. ГЛАВНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР И ПАРАМЕТРЫ ЕЕ ЭЛЕМЕНТОВ

Упрощенная главная электрическая схема блока генератор-трансформатор ГРЭС показана на рис. 4.1.

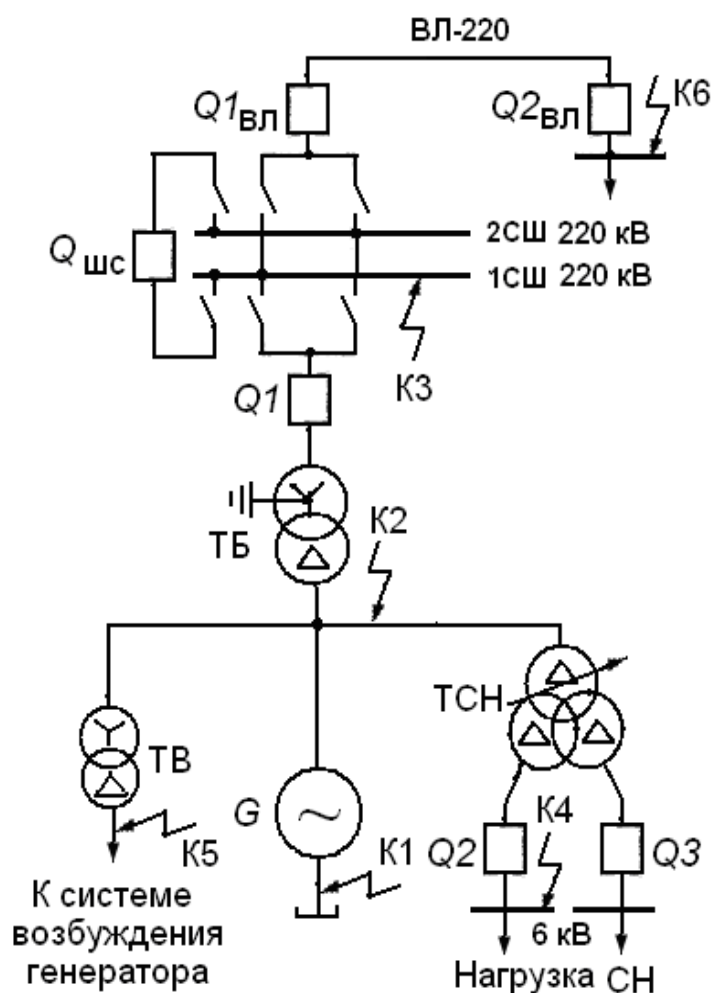


Рис. 4.1. Упрощенная главная электрическая
схема блока генератор-трансформатор

Блок генератор-трансформатор мощностью 220 МВт работает на сборные шины напряжением 220 кВ (рис. 4.1). Системы сборных шин соединены между собой шиносоединительным выключателем $Q_{ШС}$.

Связь блока с системой осуществляется воздушными ЛЭП напряжением 220 кВ.

Элементами главной электрической схемы блока являются:

- турбогенератор G типа ТВВ-220-2;
- повышающий трансформатор блока ТБ типа ТДЦ-250000/220;
- трансформатор собственных нужд ТСН типа ТРДНС-32000/35;
- трансформатор системы тиристорного возбуждения блока ТВ типа ТСЗП-2600/15.

Генераторный выключатель в схеме блока отсутствует.

Параметры элементов главной электрической схемы блока приведены ниже и в табл. 4.1, 4.2.

Паспортные данные генератора блока G :

Тип.....	ТВВ-220-2
$P_{НОМ}$, МВт.....	220
$U_{НОМ}$, кВ.....	15,75
$\cos\varphi$	0,85
Соединение обмоток	Y
Сопротивления, о. е.	
x_d	1,97
x'_d	0,29
x''_d	0,2
x_2	0,24

Полная номинальная мощность генератора $S_{НОМ.Г} = 258,8$ МВ·А, номинальный ток $I_{НОМ.Г} = 9,498$ кА.

Таблица 4.1

Паспортные данные трансформаторов

Наименование трансформатора	Тип	$S_{НОМ}$, МВ·А	$U_{НОМ}^{ВН}$, кВ	$U_{НОМ}^{НН}$, кВ	u_k , %	Соединение обмоток	Номинальный первичный ток, А	
							$I_{НОМ.Т}^{ВН}$	$I_{НОМ.Т}^{НН}$
Силовой повышающий ТБ	ТДН-250000/220	250	242	15,75	11	Y/Δ	597	9175
Собственных нужд ТСН	ТРДНС-32000/35	32	$15,75 \pm \pm 8 \times 1,5\%$	6,3–6,3	11,5	Δ / Δ–Δ	1174	1468
Системы возбуждения ТВ	ТСЗП-2600	2,613	15,75	0,66	6	Y/Δ	95,8	2288,5

Таблица 4.2

Паспортные данные трансформаторов тока в цепях блока

Место установки		Тип	Коэффициент трансформации	Класс точности
Выводы генератора	Линейные	ТШЛ-20	10000/5	10Р
	Нулевые	ТВГ-24	5000/5	5Р
	Связь нейтралей	ТШЛ-20	2500/5	10Р
	Отпайка в ТВ	ТПОЛ-20	600/5	
Трансформатор блока	Сторона НН	ТШЛ-20	10000/5	
	Сторона ВН	ТВТ-220	1000/5	
	В нейтрали	ТВТ-110	600/5	
Выключатель блока	Встроенные	ТВ-220	1000/5	
Трансформатор собственных нужд	Сторона ВН	ТВТ-35	1500/5	
	Сторона НН	ТПШЛ-10	1500/5	

4.2. ВЫБОР МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР И ИХ КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Защиты блока генератор-трансформатор выполняются в виде двух взаиморезервируемых автономных систем (1 и 2 комплекты защит), расположенных в шкафах типа ШЭ1111.

Состав 1 и 2 комплектов одинаков и включает следующие защиты:

- продольную дифференциальную защиту генератора ($I\Delta G$);
- поперечную дифференциальную защиту генератора ($I\Delta >$);
- дифференциальную защиту трансформатора блока ($I\Delta ТБ$);
- дифференциальную защиту блока генератор-трансформатор ($I\Delta GT$);
- дифференциальную защиту трансформатора собственных нужд ($I\Delta ТСН$);
- защиту от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N, U_0);
- защиту от потери возбуждения генератора ($\Phi <$);
- защиту генератора от асинхронного режима без потери возбуждения (Φ_Z);
- защиту генератора от повышения напряжения ($UG >$);
- защиту генератора от перевозбуждения (U/f);
- защиту генератора от обратной мощности (P_{OBR});
- защиту от изменения частоты ($f <, f >$);

- защиту от симметричных перегрузок с интегральным органом (I_1);
- защиту от несимметричных перегрузок с интегральным органом (I_2);
- дистанционную защиту ($Z <$);
- защиту нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне ВН блока (I_0, U_0);
- защиту ротора от перегрузки (I_p);
- защиту ротора от замыканий на землю ($R_e <$);
- максимальные токовые защиты трансформатора собственных нужд блока ($I > TCH$);
- токовые защиты трансформатора системы возбуждения ($I > TB$);
- реле тока обдува трансформаторов (РОТ);
- реле контроля тока для блокировки РПН;
- устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока (КИН);
- устройство резервирования отказа выключателя ВН блока (УРОВ ВН);
- защиту от дуговых замыканий в шкафах КРУ вводов 6,3 кВ ТСН;
- газовые защиты трансформаторов.

Схема подключения микропроцессорных защит шкафов ШЭ1111 к измерительным ТТ и ТН блока генератор-трансформатор приведена на рис. 4.2.

Краткая характеристика защит блока генератор-трансформатор

Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$) является основной быстродействующей защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Она подключается к ТТ $TA11$ ($TA12$), установленным на нулевых выводах генератора, и к ТТ $TA9$ ($TA10$) – на линейных выводах генератора.

Защита выполнена с торможением. Для работы при больших токах КЗ в ее составе предусмотрена дифференциальная отсечка.

Защита действует без выдержки времени на полное отключение блока: отключение выключателя блока $Q1$ (или заменяющего его обходного выключателя), пуск УРОВ выключателя $Q1$, отключение выключателей $Q2$ и $Q3$ вводов на секции шин 6,3 кВ от рабочего ТСН, гашение поля основной (резервной) системы возбуждения генератора, останов турбины.

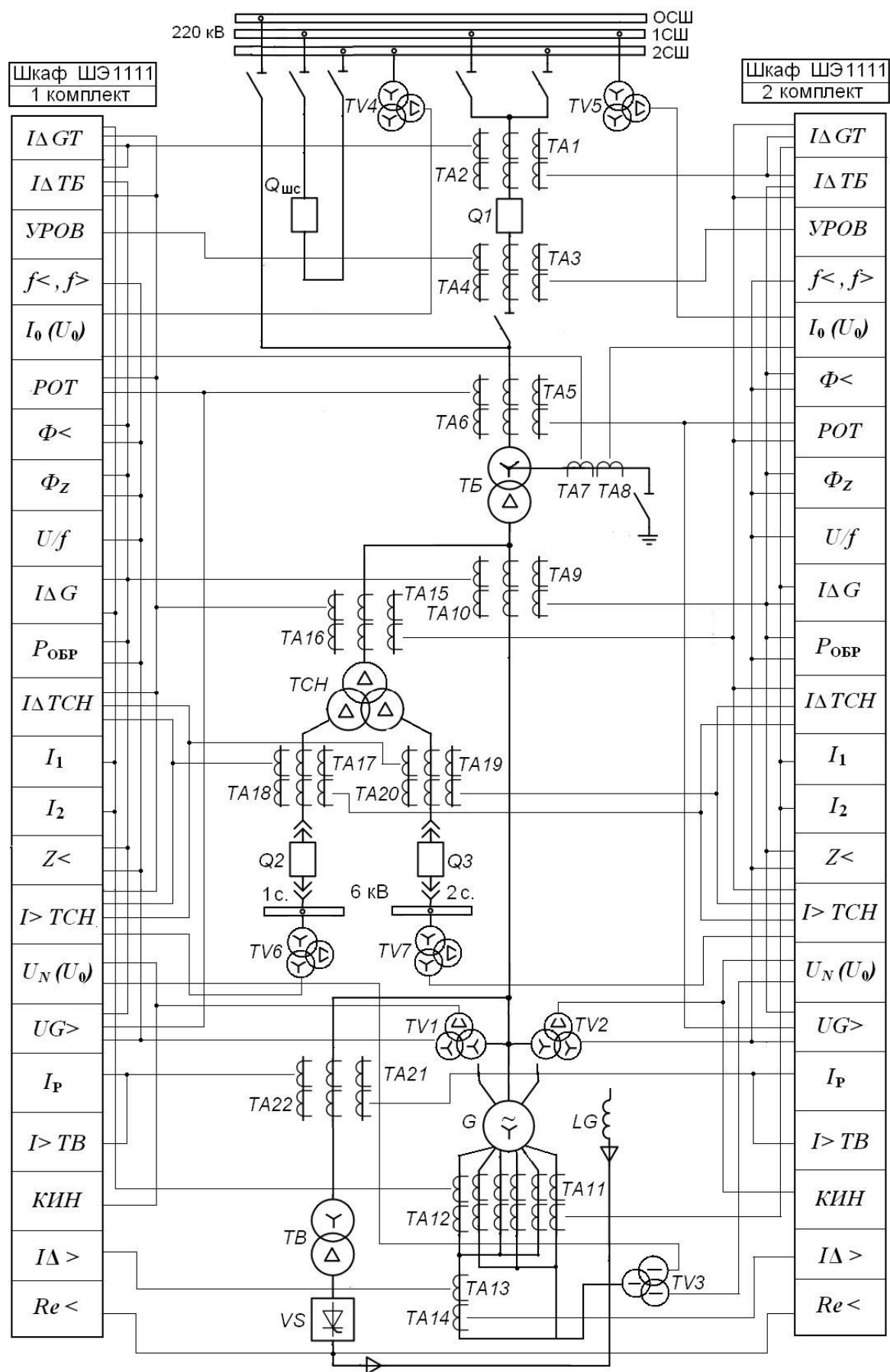


Рис. 4.2. Схема подключения защит шкафа ШЭ1111 к измерительным ТТ и ТН блока

Поперечная дифференциальная защита генератора (1Δ >) является основной быстродействующей защитой от витковых замыканий в обмотке статора генератора. Она подключается к ТТ ТА13 (ТА14), установленным в проводе, соединяющем нейтрали генератора.

Защита действует без выдержки времени на полное отключение блока генератор-трансформатор (аналогично продольной дифференциальной защите генератора).

Продольная дифференциальная защита трансформатора блока (1Δ ТБ) является основной быстродействующей защитой от всех видов КЗ в обмотках трансформатора блока и на его выводах. Подключается к ТТ ТА1 (ТА2), установленным на стороне ВН блока, к ТТ ТА9 (ТА10) – на стороне генераторного напряжения и к ТТ ТА15 (ТА16) – у трансформатора собственных нужд.

Защита выполнена с торможением. Для работы при больших токах КЗ в ее составе предусмотрена дифференциальная отсечка.

Защита действует без выдержки времени на полное отключение блока генератор-трансформатор (аналогично продольной дифференциальной защите генератора).

Дифференциальная защита блока генератор-трансформатор (1Δ GT) является резервной быстродействующей защитой от всех видов КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах, в обмотках трансформатора блока и на его выводах и на связях между генератором, трансформатором блока и трансформатором собственных нужд. Она подключается к ТТ ТА1 (ТА2), установленным на стороне ВН блока, к ТТ ТА11 (ТА12) – на нулевых выводах генератора и к ТТ ТА15 (ТА16) – у трансформатора собственных нужд.

Защита выполнена с торможением. Для работы при больших токах КЗ в ее составе предусмотрена дифференциальная отсечка.

Защита действует с небольшой выдержкой времени на полное отключение блока генератор-трансформатор.

Дифференциальная защита трансформатора собственных нужд (1Δ ТСН) является основной быстродействующей защитой от междуфазных КЗ в обмотках трансформатора собственных нужд блока и на его выводах. Она подключается к ТТ ТА15 (ТА16), установленным на стороне ВН ТСН, и к ТТ ТА17 (ТА18) и ТА19 (ТА20) – на сторонах низшего напряжения трансформатора собственных нужд.

Защита выполнена с торможением. Для работы при больших токах КЗ в ее составе предусмотрена дифференциальная отсечка.

Защита действует без выдержки времени на полное отключение блока генератор-трансформатор (аналогично продольной дифференциальной защите генератора).

Защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора (U_N , U_0) предназначена для действия при замыканиях на землю обмотки статора генератора, не имеющего гальванической связи с сетью потребителей. Она подключается к ТН $TV1$ ($TV2$), установленным на линейных выводах генератора, и к ТН $TV3$ – на нулевых выводах генератора и реагирует на появление напряжения нулевой последовательности основной частоты и напряжения третьей гармоники при замыканиях на землю обмотки статора генератора.

Защита обладает высокой чувствительностью и абсолютной селективностью с охватом зоной действия 100 % обмотки статора генератора.

Защита действует с небольшой выдержкой времени на полное отключение блока генератор-трансформатор.

Защита генератора от потери возбуждения ($\Phi <$) служит для отключения блока генератор-трансформатор при исчезновении возбуждения у генератора. Она подключается к ТТ $TA9$ ($TA10$) и к ТН $TV1$ ($TV2$), установленным на линейных выводах генератора.

Принцип работы защиты основан на изменении положения вектора полного сопротивления на выводах генератора при потери им возбуждения по сравнению с нормальным режимом его работы.

Защита блокируется при качаниях по скорости изменения сопротивления.

Защита с выдержкой времени действует на полное отключение блока генератор-трансформатор.

Защита генератора от асинхронного режима без потери возбуждения (Φ_Z) предназначена для ликвидации асинхронного режима генератора, характеризующегося большими колебаниями активной и реактивной мощностей. Она подключается к ТТ $TA9$ ($TA10$) и к ТН $TV1$ ($TV2$), установленным на линейных выводах генератора.

Защита выполняется на основе контроля изменения траектории полного сопротивления на зажимах генератора с контролем нахождения годографа сопротивления в одном из четырех квадрантов комплексной плоскости сопротивлений.

Защита с выдержкой времени действует на полное отключение блока генератор-трансформатор.

Защита генератора от повышения напряжения ($UG >$) предназначена для действия при повышении напряжения генератора, работающего на холостом ходу. Она подключается к ТТ $TA9$ ($TA10$) и к ТН $TV1$ ($TV2$), установленным на линейных выводах генератора, и к ТТ $TA5$ ($TA6$), установленным на стороне ВН трансформатора блока.

Защита выполнена с блокировкой по току в цепях статора генератора и на стороне ВН трансформатора блока, вводится в работу с выдержкой времени и действует на полное отключение блока генератор-трансформатор.

Защита генератора от перевозбуждения (U/f) предназначена для действия при наличии избыточного магнитного потока в сердечнике генератора. Она подключается к ТН $TV1$ ($TV2$), установленным на линейных выводах генератора.

Защита реагирует на отношение действующего значения напряжения к частоте U/f , действие ее блокируется при глубоких снижениях напряжения.

Защита содержит следующие функциональные органы:

- *сигнальный*, срабатывающий при увеличении отношения U/f выше значения уставки;
- *пусковой*, срабатывающий при увеличении отношения U/f выше значения уставки и осуществляющий пуск интегрального органа;
- *интегральный*, срабатывающий с зависимой от кратности тока возбуждения выдержкой времени.

Защита с выдержкой времени действует на полное отключение блока генератор-трансформатор.

Защита от обратной мощности (P_{OBR}) срабатывает при отрицательном знаке активной мощности генератора, т. е. когда генератор потребляет активную мощность из системы. Она подключается к ТТ $TA9$ ($TA10$) и к ТН $TV1$ ($TV2$), установленным на линейных выводах генератора.

Защита выполняется с контролем закрытия стопорных клапанов турбины и действует с выдержкой времени на полное отключение блока.

Защита от изменения частоты ($f <$, $f >$) срабатывает при понижении или повышении частоты. Она подключается к ТН $TV1$ ($TV2$), установленным на линейных выводах генератора.

Защита содержит следующие функциональные органы:

- орган частоты минимального действия, срабатывающий при понижении частоты ($f <$);
- орган частоты максимального действия, срабатывающий при повышении частоты ($f >$);
- орган максимального напряжения ($U >$), контролирующий наличие входного напряжения и вводящий в действие защиту.

Каждый из органов частоты имеет две ступени, действующие с различными выдержками времени.

Действие защиты зависит от характера изменения частоты и определяется участием энергоблока электростанции в регулировании частоты и перетоков активной мощности в ЭЭС.

Защита от симметричных перегрузок с интегральным органом (I_1) предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора генератора, возникающих при понижении напряжения в сети или неисправностях в системе возбуждения. Она подключается к ТТ ТА11 (ТА12), установленным на нулевых выводах генератора.

Защита содержит:

- *сигнальный орган*, действующий на сигнал с независимой выдержкой времени при увеличении тока прямой последовательности выше значения уставки срабатывания;
- *пусковой орган*, действующий без выдержки времени на пуск интегрального органа и с максимальной выдержкой времени на отключение при увеличении тока I_1 выше значения уставки срабатывания;
- *интегральный орган*, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в форме таблицы;
- *орган токовой отсечки*, действующий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_1 выше значения уставки срабатывания.

Орган токовой отсечки действует:

- с первой (меньшей) выдержкой времени на отключение шинно-соединительного выключателя $Q_{ШС}$ на стороне 220 кВ;
- со второй (большей) выдержкой времени на отключение выключателя блока $Q1$ (или заменяющего его обходного выключателя), пуск УРОВ выключателя $Q1$ и ограничение мощности турбины при внешних повреждениях.

Интегральный орган действует на отключение выключателя блока $Q1$ (или заменяющего его обходного выключателя), пуск УРОВ выключателя $Q1$ и ограничение мощности турбины при внешних повреждениях в соответствии с перегрузочной характеристикой генератора блока.

Защита от несимметричных перегрузок с интегральным органом (I_2) предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных КЗ и других несимметричных режимах работы ЭЭС, а также при несимметричных КЗ в самом генераторе. Она подключается к ТТ $TA11$ ($TA12$), установленным на нулевых выводах генератора.

Защита содержит:

- *сигнальный орган*, действующий на сигнал с независимой выдержкой времени при увеличении тока обратной последовательности выше значения уставки срабатывания;

- *пусковой орган*, действующий без выдержки времени на пуск интегрального органа и с максимальной выдержкой времени на отключение при увеличении тока выше значения уставки срабатывания;

- *интегральный орган*, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной перегрузочной характеристикой генератора током I_2 ;

- *орган токовой отсечки*, действующий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания.

Интегральный орган и орган токовой отсечки действуют:

- с первой (меньшей) выдержкой времени на отключение шинно-соединительного выключателя $Q_{ШС}$ на стороне 220 кВ;

- со второй (большей) выдержкой времени на полное отключение блока.

Дистанционная защита ($Z <$) является резервной защитой от междуфазных повреждений. Она подключается к ТТ $TA9$ ($TA10$) и к ТН $TV1$ ($TV2$), установленным на линейных выводах генератора.

Защита выполнена на основе дистанционных органов (реле полного сопротивления), имеющих характеристику срабатывания в виде окружности, расположенной в I и II квадрантах со смещением в III и IV квадранты комплексной плоскости сопротивлений.

Защита блокируется при неисправностях в цепях напряжения, выявляемых устройством контроля исправности цепей напряжения переменного тока и при качаниях (по скорости изменения сопротивления ΔZ).

Защита выполняется двухступенчатой, каждая ступень имеет две выдержки времени срабатывания.

Первая ступень защиты осуществляет ближнее резервирование и защищает всю обмотку трансформатора блока, а также захватывает часть следующего присоединения. Она действует:

- с первой (меньшей) выдержкой времени на отключение выключателя $Q1$ (или заменяющего его обходного выключателя), пуск УРОВ выключателя $Q1$ и ограничение мощности турбины при внешних повреждениях;

- со второй (большей) выдержкой времени на полное отключение блока.

Вторая ступень защиты осуществляет дальнейшее резервирование и защищает присоединения сборных шин ВН блока. Она действует:

- с первой (меньшей) выдержкой времени на отключение шиносоединительного выключателя $Q_{шс}$ на стороне 220 кВ;

- со второй (большей) выдержкой времени на отключение выключателя $Q1$ (или заменяющего его обходного выключателя), пуск УРОВ выключателя $Q1$ и ограничение мощности турбины при внешних повреждениях.

Защита нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне ВН блока (I_0 , U_0) является резервной защитой блока от замыканий на землю в сети с большим током однофазного замыкания. Она подключается к ТТ $TA7$ ($TA8$), встроенным в провод заземления нейтрали трансформатора блока, и к ТН $TV4$ ($TV5$), установленным на стороне ВН блока.

С учетом режимов работы трансформатора блока с заземленной и с разземленной нейтралью защита выполняется в виде двух комплектов:

- токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) с двумя ступенями по току срабатывания – грубая и чувствительная для режима работы трансформатора блока с заземленной нейтралью;

- для режима работы блока с незаземленной нейтралью предусматривается защита напряжения нулевой последовательности с пуском от чувствительного токового органа ТЗНП трансформатора блока, работающего с заземленной нейтралью, и с контролем отсутствия

тока в нейтрали у трансформатора блока, работающего с разземленной нейтралью от грубого токового органа ТЗНП этого блока.

Защита действует:

- чувствительной ступенью на отключение шиносоединительного выключателя $Q_{ШС}$ на стороне 220 кВ и на ускорение ликвидации неполнофазных режимов, вызванных отказом в отключении или включении одной или двух фаз выключателя;

- грубой ступенью на отключение выключателя блока (с меньшей выдержкой времени) и на полное отключение блока (с большей выдержкой времени).

В первую очередь производится отключение блока с разземленной нейтралью, а затем – отключение блока с заземленной нейтралью.

Защита ротора от перегрузки (I_R) предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки ротора генератора током возбуждения. Она подключается к ТТ ТА21 (ТА22) на стороне ВН трансформатора возбуждения.

Защита реагирует на относительную величину тока ротора (I_{R*}) и содержит следующие функциональные органы:

- *сигнальный орган*, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{R*} выше значения уставки срабатывания;

- *пусковой*, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока I_{R*} выше значения уставки органа и осуществляющий пуск интегрального;

- *орган токовой отсечки*, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{R*} выше значения уставки срабатывания;

- *интегральный орган*, срабатывающий с зависимой от тока I_{R*} выдержкой времени.

Защита с выдержкой времени действует на полное отключение блока.

Защита ротора от замыканий на землю ($R_e <$) предназначена для выявления замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения генератора.

Защита подключается к цепям возбуждения генератора через специальный разделительный блок частотного фильтра, обеспечиваю-

щий подавление высших гармонических составляющих напряжения возбуждения и ограничение напряжения на выходе до 120 В.

Защита имеет две ступени:

- первая ступень действует на сигнал;
- вторая ступень – на полное отключение блока.

Максимальные токовые защиты трансформатора собственных нужд блока ($I > TCH$) являются защитами от сверхтоков, обусловленных внешними междупазными КЗ. Устанавливаются они на сторонах ВН и НН трансформатора собственных нужд.

Для повышения чувствительности МТЗ имеет комбинированный пусковой орган по напряжению. Питание пускового органа по напряжению осуществляется от трансформатора напряжения секций сборных шин НН ТСН. Кроме того, на стороне НН трансформатора собственных нужд устанавливается МТЗ ТСН от симметричной перегрузки.

Максимальная токовая защита стороны ВН ТСН является резервной защитой, действующей при КЗ в трансформаторе и на секциях сборных шин НН. Она подключается к ТТ $TA15$ ($TA16$), установленным на стороне ВН ТСН, и к ТН $TV6$ ($TV7$), подключенным к секциям сборных шин 6,3 кВ.

Защита с выдержкой времени производит полное отключение блока.

Максимальные токовые защиты стороны НН ТСН устанавливаются на вводах на секции сборных шин НН, действуют при КЗ на секциях и являются резервными для защит присоединений сборных шин НН. Они подключаются к ТТ $TA17$ ($TA18$) и $TA19$ ($TA20$), установленным на сторонах НН ТСН, и к ТН $TV6$ ($TV7$), подключенным к секциям сборных шин 6,3 кВ.

Защиты с выдержкой времени производят отключение выключателей вводов на секции сборных шин НН. Кроме того, на сторонах НН трансформатора собственных нужд устанавливаются МТЗ от симметричной перегрузки, действующие с выдержкой времени на сигнал, а на стороне ВН – токовая отсечка, действующая на отключение.

Токовые защиты трансформатора системы возбуждения ($I > TV$) предназначены для действия при повреждениях в трансформаторе системы возбуждения.

Защита выполняется трехфазной, включается на фазные токи ТТ ТА21 (ТА22), установленных со стороны ВН выпрямительного трансформатора системы возбуждения генератора, и имеет две ступени:

- *токовую отсечку (1-я ступень)*, работающую без выдержки времени;
- *максимальную токовую защиту (2-я ступень)*, работающую с выдержкой времени.

Обе ступени защиты действуют на полное отключение блока.

Реле тока обдува трансформаторов (РОТ) устанавливаются на трансформаторе блока и на трансформаторе собственных нужд:

- *реле тока обдува блочного трансформатора (РОТ-40 %)* срабатывает при нагрузке трансформатора блока 40 % от номинальной и действует на пуск 1-й ступени двигателей охлаждения;

- *реле тока обдува блочного трансформатора (РОТ-80 %)* срабатывает при нагрузке трансформатора блока 80 % от номинальной и действует на пуск 2-й ступени двигателей охлаждения;

- *реле тока обдува трансформатора собственных нужд (РОТ-40 %)* на расщепленных обмотках стороны НН ТСН срабатывают при нагрузке трансформатора 40 % от номинальной и действуют на пуск двигателей охлаждения.

Реле контроля тока для блокировки РПН действует на блокировку устройства регулирования напряжения под нагрузкой ТСН блока при токе нагрузки, равном $2I_{\text{НОМ}}$.

Устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока (КИН) обеспечивает контроль исправности цепей напряжения переменного тока измерительных ТН с вторичными обмотками, соединенными по схеме звезды (с линейным напряжением $U_{\text{НОМ}} = 100 \text{ В}$) и по схеме разомкнутого треугольника (с максимальным напряжением на выходе 100 В или 33 В для сетей с изолированной нейтралью). Оно подключается к ТН TV1 (TV2), установленным на линейных выводах генератора.

Устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока сигнализирует о нарушении цепей напряжения переменного тока и блокирует действие защит, реагирующих на снижение и полное исчезновение переменного напряжения, например, дистанционную защиту, защиту от потери возбуждения генератора.

Устройство резервирования отказа выключателя ВН блока (УРОВ ВН) действует через выходные реле терминала и дифференциальной защиты сборных шин ВН на отключение выключателей,

смежных с выключателем ВН блока, при срабатывании реле тока УРОВ, защит блока генератор-трансформатор и отказе этого выключателя.

Защита от дуговых замыканий в шкафах КРУ вводов 6,3 кВ ТСН предназначена для действия при КЗ в шкафах КРУ вводов на сборные шины НН от ТСН блока, сопровождающихся горением электрической дуги.

Шкафы микропроцессорных защит блока генератор-трансформатор типа ШЭ1111 принимают сигналы о работе датчиков ЗДЗ в отсеках выключателей или в кабельных отсеках шкафов КРУ вводов на секции сборных шин НН и при срабатывании МТЗ ТСН выдают команды на полное отключение блока.

Защита от дуговых замыканий действует без выдержки времени.

Газовые защиты являются основными защитами трансформатора блока и трансформатора собственных нужд от всех видов повреждений внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла и движением маслוגазовой смеси из бака в расширитель, а также от понижения уровня масла в баке.

Шкаф микропроцессорной защиты блока осуществляет прием цепей от контактов газовых реле с контролем исправности их изоляции:

- газовых реле типа РГТ-80 (или ВР-80/Q), реагирующих на повреждения в баке трансформатора;
- реле струйного типа РСТ 25 (или URF-25/10), действующих при повреждениях в контакторном объеме устройства РПН трансформатора.

Газовое реле бака трансформатора содержит два элемента: сигнальный и отключающий. Сигнальный элемент срабатывает при повреждениях, сопровождающихся слабым газообразованием. Действует он на сигнал без выдержки времени. При КЗ внутри бака повышается давление и создается переток масла в сторону расширителя, воздействующий на отключающий элемент. Последний срабатывает при превышении заданной на реле скорости движения потока масла. Действует он на отключение и на сигнал без выдержки времени. Оба элемента реле срабатывают также при снижении масла в трансформаторе ниже их уровня.

Газовое реле отсека РПН имеет один отключающий контакт, срабатывающий при повреждениях внутри его бака и действующий на полное отключение трансформатора и на сигнал без выдержки времени.

4.3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Исходными данными для расчета токов КЗ являются главная электрическая схема блока генератор-трансформатор, показанная на рис. 4.1, параметры ее элементов, сопротивления и ЭДС системы 220 кВ.

Сопротивления элементов главной электрической схемы ТЭЦ, приведенные к генераторному напряжению 15,75 кВ, имеют следующие значения:

- сверхпереходное реактивное сопротивление генератора $X_G = 0,205 \text{ Ом}$;
- сопротивление трансформатора блока $X_{Т.БЛ} = 0,119 \text{ Ом}$;
- сопротивления трансформатора собственных нужд: $X_{ТСН \Sigma} = 0,981 \text{ Ом}$, $X_{ТСН В} = 0,111 \text{ Ом}$, $X_{ТСН Н1} = X_{ТСН Н2} = 1,56 \text{ Ом}$;
- сопротивление трансформатора системы возбуждения $X_{ТВ} = 5,696 \text{ Ом}$;
- сопротивления системы:
 - в максимальном режиме работы $X_{С.МАКС} = 0,039 \text{ Ом}$;
 - в минимальном – $X_{С.МИН} = 0,058 \text{ Ом}$.

ЭДС системы принимаем $E_C = 230 \text{ кВ}$, ЭДС генератора блока – $E_G = 17,8 \text{ кВ}$.

Результаты расчета токов КЗ для различных точек замыкания (см. рис. 4.1) приведены в табл. 4.3. Токи трехфазного КЗ приведены к напряжению 15,75 кВ, токи однофазного КЗ – к напряжению 230 кВ.

Таблица 4.3

Значения токов КЗ для расчета параметров защит блока

Источник тока КЗ	Значения токов КЗ, кА						
	Трехфазное КЗ в точках						Однофазное КЗ
	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К6
Генератор	–	50,23	31,76	2,12	0,69	15,3	0,45
Система	23,8	57,33	231,1	2,74	0,88	28,4	2,2
Суммарный ток КЗ	23,8	107,56	262,86	4,86	1,57	43,7	2,65

Минимальный ток $3I_0$, протекающий через нейтраль трансформатора блока при однофазном КЗ в точке К6 (см. рис. 4.1), равен 0,185 кА.

4.4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЗАЩИТ БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР

4.4.1. Продольная дифференциальная защита генератора

Для расчета продольной дифференциальной защиты генератора не требуется выравнивания токов со стороны нулевых и линейных выводов генератора, т. к. обмотки фаз статора генератора соединены по схеме звезды, а коэффициенты трансформации трансформаторов тока ТА1 (ТА2) и ТА6 (ТА7) обеспечивают одинаковые значения вторичных токов в схеме защиты.

Расчеты первичного тока генератора, соответствующего его номинальной мощности, вторичного и базисного токов, а также коэффициента амплитудной коррекции входных токов приведен в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Расчет первичных, вторичных и базисных токов генератора

Наименование величины	Обозначение и ме- тод определения	Значение
Первичный номинальный ток генератора, А	$I_{\text{НОМ.Г}} = \frac{S_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Г}}}$	$\frac{258,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9498$
Схема соединения ТТ	Y	—
Коэффициент схемы	$k_{\text{СХ}}$	1
Коэффициент трансформации ТТ: — на линейных выводах — на нулевых выводах	$K_{\text{ТТ}}$	10 000/5 2 · (5000/5)
Вторичный (базисный) ток, А	$I_{\text{ВТ.Г}} = \frac{I_{\text{НОМ.Г}} k_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}}$	$\frac{9498 \cdot 1}{10\,000 / 5} = 4,75$
Принятый базисный ток, А	$I_{\text{БАЗ}}$	5
Коэффициент амплитудной коррек- ции	$K = \frac{I_{\text{ВТ.Г}}}{I_{\text{БАЗ}}}$	$\frac{4,75}{5} = 0,95$

Определение начального тока срабатывания защиты производится в соответствии с выражениями (2.1) и (2.2). Принимая $f_i = 0,1$, $k_{\text{ОДН}} = 1$ и $k_{\text{Н}} = 2$, получим следующие значения $I_{\text{НБ.НОМ}}$ и $I_{\text{Д.0}}$:

$$I_{\text{НБ.НОМ}} = f_i k_{\text{ОДН}} I_{\text{НОМ}} = 0,1 \cdot 1 \cdot 1 = 0,1,$$

$$I_{Д.0} \geq k_H I_{НБ (НОМ)} = 2 \cdot 0,1 = 0,2.$$

Принимаем значение уставки $I_{Д.0*} = 0,2$.

Ток начала торможения принимаем $I_{Т.0} = 1$.

Тормозной ток В, определяющий точку излома характеристики срабатывания, принимается равным типовому значению $В = 1,5$.

Коэффициент торможения определяется в соответствии с выражениями (2.4) и (2.5).

Ток торможения в относительных единицах, соответствующий максимальному току внешнего (сквозного) трехфазного КЗ в точке К₂, определяется как

$$I_T = I_{СКВ.КЗ} = \frac{I_{КЗ.МАКС} k_{СХ}}{I_{БАЗ} K_{ТТ}} = \frac{50\,230 \cdot 1}{5 \cdot 10\,000 / 5} = 5,02,$$

где $I_{КЗ.МАКС}$ – ток, протекающий через защиту при внешнем трехфазном КЗ в точке К₂.

Принимая $k_{АП} = 2$, $f_i = 0,1$, $k_{ОДН} = 1$ и $k_H = 2$, получим следующие значения $I_{НБ.(КЗ)}$ и k_T :

$$I_{НБ (КЗ)} = k_{АП} f_i k_{ОДН} I_{СКВ.КЗ} = 2 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 5,02 = 1,04,$$

$$k_T \geq k_H I_{НБ (КЗ)} / I_T = 2 \cdot 1,04 / 5,02 = 0,4.$$

Принимаем значение уставки $k_T = 0,4$.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки в относительных единицах определяется из следующих условий:

– по отстройке от режима внешнего КЗ

$$I_{СР.ОТС} \geq k_{ОТС} k_{АП} f_{i\text{ ВН}} k_{ОДН} I_{СКВ.КЗ} = 1,5 \cdot 2 \cdot 0,5 \cdot 1 \cdot 5,02 = 7,53,$$

где $f_{i\text{ ВН}}$ – коэффициент, учитывающий максимально допустимую погрешность трансформаторов тока при протекании внутренних токов КЗ, $f_{i\text{ ВН}} = 0,5$;

– по отстройке от уравнительного тока асинхронного режима

$$I_{СР.ОТС} \geq k_{ОТС} k_{АП} f_i k_{ОДН} I_{АСИНХР} = 1,5 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 5,02 = 1,51,$$

где $I_{АСИНХР}$ – уравнительный ток асинхронного режима,

$$\begin{aligned} I_{АСИНХР} &= \frac{2U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_T + X_G) I_{БАЗ} K_{ТТ}} = \\ &= \frac{2 \cdot 15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,039 + 0,119 + 0,205) \cdot 5 \cdot 10\,000 / 5} = 5,02, \end{aligned}$$

где X_C , X_T и X_G – сопротивления системы, трансформатора и генератора, приведенные к генераторному напряжению.

Принимаем максимальное значение $I_{\text{ср. отс}} = 7,5$.

Коэффициент чувствительности защиты проверяется при двухфазном КЗ в зоне действия защиты, в данном случае на нулевых выводах генератора в минимальном режиме работы системы (см. табл. 4.3)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{БН}} K_{\text{ТТ}} I_{\text{Д.0}}} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 23,8 \cdot 10^3}{5 \cdot 10\,000 / 5 \cdot 0,2} = 10,23.$$

Коэффициент чувствительности больше 2, следовательно, требование необходимой чувствительности защиты удовлетворяется.

Результаты расчета уставок продольной дифференциальной защиты генератора представлены в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Уставки продольной дифференциальной защиты генератора

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Ток срабатывания защиты, о. е.	0,10–0,80	0,01	0,2
Ток начала торможения защиты, о. е.	0,6–1,0	0,1	1,0
Тормозной ток В, о. е.	1,0–5,0		1,5
Коэффициент торможения	0,3–0,7		0,4
Ток срабатывания дифференциальной отсечки, о. е.	6,0–12,0		7,5

4.4.2. Поперечная дифференциальная защита генератора

Ток срабатывания поперечной дифференциальной защиты определяется по выражению (2.11).

$$I_{\text{СЗ}} = 0,3 I_{\text{НОМ.Г}} = 0,3 \cdot 9498 = 2849,4 \text{ А},$$

где $I_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальный ток генератора, $I_{\text{НОМ.Г}} = 9498 \text{ А}$.

Вторичный ток срабатывания поперечной дифференциальной защиты генератора будет равен

$$I_{\text{СЗ}^*} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}}} = \frac{2849,4}{5 \cdot 2500 / 5} = 1,14 \text{ о. е.}$$

Время срабатывания защиты принимаем равным минимально допустимому значению 0,02 с.

Результаты расчета уставок поперечной дифференциальной защиты генератора представлены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Уставки поперечной дифференциальной защиты генератора

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Ток срабатывания защиты, о. е.	0,10–1,50	0,01	1,14
Время срабатывания защиты, с	0,02–0,04		0,02

4.4.3. Дифференциальная защита трансформатора блока

При выполнении дифференциальной защиты трансформатора блока выравнивание вторичных токов ТТ, установленных на его сторонах, по величине и по углу сдвига между ними осуществляется программным путем.

Определение первичных токов защищаемого трансформатора, соответствующих его номинальной мощности, коэффициентов трансформации трансформаторов тока и схем их соединения на сторонах трансформатора, расчеты вторичных и базисных токов, а также коэффициентов амплитудной коррекции входных токов приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Расчет первичных, вторичных и базисных токов трансформатора

Наименование величин	Обозначение и метод определения	Значение для стороны		
		230 кВ	15,75 кВ (у генератора)	15,75 кВ (у ТЧН)
Первичные токи на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном.стор}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.стор}}}$	$\frac{250\,000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 597,1$	$\frac{250\,000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9175$	$\frac{250\,000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9175$
Схема соединения трансформаторов тока	—	Y	Y	Y
Коэффициент схемы	k_{CX}	1	1	1

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Значение для стороны		
		230 кВ	15,75 кВ (у генератора)	15,75 кВ (у ТЧН)
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_{\text{ТТ}}$	1000/5	10 000/5	1500/5
Вторичные (базисные) токи на сторонах защиты, А	$I_{\text{вт.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}$	$\frac{597,1 \cdot 1}{1000/5} = 2,98$	$\frac{9175 \cdot 1}{10\,000/5} = 4,58$	$\frac{9175 \cdot 1}{1500/5} = 30,6$
Принятый базисный ток, А	$I_{\text{БАЗ}}$	5	5	5
Коэффициенты амплитудной коррекции	$K = \frac{I_{\text{вт.стор}}}{I_{\text{БАЗ}}}$	$\frac{2,98}{5} = 0,6$	$\frac{4,58}{5} = 0,92$	$\frac{30,56}{5} = 6,1$

Определение начального тока срабатывания защиты производится в соответствии с выражениями (2.1) со с. 48 и (2.6). Принимая $k_{\text{АП}} = 2$, $k_{\text{ОДН}} = 1$, $f_i = 0,1$, $\Delta U_{\text{РПН}} = 0$, $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02$ и $k_{\text{Н}} = 1,3$, получим следующие значения $I_{\text{НБ.НОМ}}$ и $I_{\text{Д.0}}$:

$$I_{\text{НБ.НОМ}} = k_{\text{АП}} k_{\text{ОДН}} f_i + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0 + 0,02 = 0,22,$$

$$I_{\text{Д.0}} \geq k_{\text{Н}} I_{\text{НБ.НОМ}} = 1,3 \cdot 0,22 = 0,286.$$

Принимаем значение уставки $I_{\text{Д.0}*} = 0,3$.

Ток начала торможения принимаем $I_{\text{Т.0}} = 1$.

Тормозной ток В, определяющий точку излома характеристики срабатывания, принимается равным типовому значению $B = 1,5$.

Коэффициент торможения определяется в соответствии с выражениями (2.7) и (2.8). Принимая $k_{\text{Н}} = 1,1$ и максимальное значение тока внешнего КЗ $I_{\text{КЗ.МАКС}} = 31\,760$ А (точка КЗ на рис. 4.1), получим:

– $I_{\text{СКВ.КЗ}}$ в относительных единицах

$$I_{\text{СКВ.КЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС}} k_{\text{сх}}}{I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}}} = \frac{31\,760 \cdot 1}{5 \cdot 10\,000/5} = 3,176;$$

– дифференциальный ток, равный максимальному току небаланса при внешнем трехфазном КЗ,

$$\begin{aligned} I_{\text{Д}} &= (k_{\text{АП}} k_{\text{ОДН}} f_i + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) I_{\text{СКВ.КЗ}} = \\ &= (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0 + 0,02) \cdot 3,176 = 0,7; \end{aligned}$$

– ток торможения, определяемый по выражению (2.9) при значении угла $\beta = 20^\circ$,

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ.КЗ}(I_{СКВ.КЗ} - I_D) \cos \beta} = \sqrt{3,176 \cdot (3,176 - 0,7) \cdot 0,94} = 2,71;$$

– коэффициент торможения

$$k_T \geq \frac{k_H I_D - I_{D,0}}{I_T - I_{T,0}} = \frac{1,1 \cdot 0,7 - 0,3}{2,71 - 1} = 0,27.$$

Принимаем минимально допустимое значение $k_T = 0,3$.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки в относительных единицах определяется по отстройке:

– от броска тока намагничивания $I_{СР.ОТС} = 6,0$;

– от расчетного максимального тока небаланса при внешнем КЗ по выражению (2.10) при значениях $k_H = 1,5$ и $k_{АП} = 3$

$$I_{СР.ОТС} \geq k_H I_{НБ(КЗ)} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0 + 0,02) \cdot 3,176 = 1,52.$$

Принимаем минимально допустимое значение $I_{СР.ОТС} = 6,0$.

Коэффициент чувствительности защиты проверяется при двухфазном КЗ в зоне действия защиты, в данном случае на стороне ВН трансформатора блока (точка КЗ на рис. 4.1)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ,МИН}}^{(2)}}{I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}} I_{\text{Д,0}}} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 31,76 \cdot 10^3}{5 \cdot 10\,000 / 5 \cdot 0,3} = 9,1.$$

Коэффициент чувствительности больше 2, следовательно, требование необходимой чувствительности защиты удовлетворяется.

Уставку по уровню блокировки по второй гармонике принимаем равной 0,1, или 10 %. Начальный ток срабатывания защиты при действии функции обнаружения броска тока намагничивания принимаем $I_{СР.ВКЛ} = 0,8$.

Результаты расчета уставок продольной дифференциальной защиты генератора представлены в табл. 4.8.

Таблица 4.8

Уставки дифференциальной защиты трансформатора блока

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Ток срабатывания защиты, о. е.	0,20–2,00	0,01	0,3
Ток начала торможения защиты, о. е.	0,6–1,0	0,1	1,0
Тормозной ток В, о. е.	1,0–5,0	0,1	1,5
Коэффициент торможения	0,3–0,7	0,1	0,3

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Ток срабатывания дифференциальной отсечки, о. е.	6,0–12,0	0,1	6,0
Блокировка по второй гармонике, о. е.	0,1–0,2	0,01	0,1
Начальный ток срабатывания защиты при действии функции обнаружения броска тока намагничивания, о. е.	0,2–2,0	0,1	0,8

4.4.4. Дифференциальная защита блока генератор-трансформатор

Параметры дифференциальной защиты блока генератор-трансформатор рассчитываются по тем же выражениям и имеют те же значения, что и параметры дифференциальной защиты трансформатора блока. Отличительная особенность параметров дифференциальной защиты блока генератор-трансформатор заключается в том, что, являясь резервной защитой для продольной дифференциальной защиты генератора и дифференциальной защиты трансформатора блока, она действует на его полное отключение с небольшой выдержкой времени.

Время срабатывания дифференциальной защиты блока генератор-трансформатор задается из диапазона 0,5–1 с.

4.4.5. Дифференциальная защита трансформатора собственных нужд

При выполнении дифференциальной защиты трансформатора собственных нужд блока не требуется выравнивания вторичных токов ТТ, установленных на его сторонах, по углу сдвига между ними, т. к. обмотки ТСН имеют одинаковую схему соединения. Выравнивание вторичных токов по значению осуществляется программным путем.

Определение первичных токов защищаемого трансформатора, соответствующих его номинальной мощности, коэффициентов трансформации трансформаторов тока и схем их соединения на сто-

ронах трансформатора, расчеты вторичных и базисных токов, а также коэффициентов амплитудной коррекции входных токов приведены в табл. 4.9.

Таблица 4.9

Расчет первичных, вторичных и базисных токов ТСН

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Значение для стороны	
		15,75 кВ	6,3 кВ
Первичные токи на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном.стор}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.стор}}}$	$\frac{32\,000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 1174,4$	$\frac{32\,000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466$
Схема соединения трансформаторов тока	—	Y	Y
Коэффициент схемы	$k_{\text{сх}}$	1	1
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_{\text{тт}}$	1500/5	1500/5
Вторичные (базисные) токи на сторонах защиты, А	$I_{\text{вт.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} k_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}$	$\frac{1174,4 \cdot 1}{1500/5} = 3,91$	$\frac{1468 \cdot 1}{1500/5} = 4,89$
Принятый базисный ток, А	$I_{\text{баз}}$	5	5
Коэффициенты амплитудной коррекции	$K = \frac{I_{\text{вт.стор}}}{I_{\text{баз}}}$	$\frac{3,91}{5} = 0,78$	$\frac{4,89}{5} = 0,98$

Определение начального тока срабатывания защиты производится в соответствии с выражениями (2.1) и (2.6). Принимая $k_{\text{АП}} = 2$, $k_{\text{ОДН}} = 1$, $f_i = 0,1$, $\Delta U_{\text{РПН}} = 0,12$, $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02$ и $k_{\text{Н}} = 1,3$, получим следующие значения $I_{\text{НБ.НОМ}}$ и $I_{\text{Д.0}}$:

$$I_{\text{НБ.НОМ}} = k_{\text{АП}} k_{\text{ОДН}} f_i + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 = 0,34,$$

$$I_{\text{Д.0}} \geq k_{\text{Н}} I_{\text{НБ.НОМ}} = 1,3 \cdot 0,34 = 0,442.$$

Принимаем значение уставки $I_{\text{Д.0}*} = 0,45$.

Ток начала торможения принимаем $I_{\text{Т.0}} = 1$.

Ток торможения блокировки (тормозной ток В) $I_{\text{Т.БЛ}}$, определяющий точку излома характеристики срабатывания, определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки по выражению

$$I_{\text{Т.БЛ}} = k_{\text{ОТС}} I_{\text{СВК.НАГР}} = 1,1 \cdot 1,8 = 1,98,$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки; $I_{\text{СВК.НАГР}}$ – сквозной ток нагрузки (в относительных единицах), равный 1,8 для трансформаторов средней мощности.

Принимаем значение уставки $I_{\text{Т.БЛ}} = 2$ о. е.

Коэффициент торможения определяется в соответствии с выражениями (2.7) и (2.8). Принимая $k_{\text{Н}} = 1,1$ и максимальное значение тока внешнего КЗ $I_{\text{КЗ.МАКС}} = 4860$ А (точка К4 на рис. 4.1), получим:

– $I_{\text{СВБ.КЗ}}$ в относительных единицах

$$I_{\text{СВБ.КЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС}} k_{\text{СХ}}}{I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}}} = \frac{4860 \cdot 1}{5 \cdot 1500 / 5} = 3,24;$$

– дифференциальный ток, равный максимальному току небаланса при внешнем трехфазном КЗ,

$$\begin{aligned} I_{\text{Д}} &= (k_{\text{АП}} k_{\text{ОДН}} f_i + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) I_{\text{СВБ.КЗ}} = \\ &= (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02) \cdot 3,24 = 1,1; \end{aligned}$$

– ток торможения, определяемый по выражению (2.9) при значении угла $\beta = 15^\circ$,

$$I_{\text{Т}} = \sqrt{I_{\text{СВБ.КЗ}} (I_{\text{СВБ.КЗ}} - I_{\text{Д}}) \cos \beta} = \sqrt{3,24 \cdot (3,24 - 1,1) \cdot 0,978} = 2,6;$$

– коэффициент торможения

$$k_{\text{Т}} \geq \frac{k_{\text{Н}} I_{\text{Д}} - I_{\text{Д.0}}}{I_{\text{Т}} - I_{\text{Т.0}}} = \frac{1,1 \cdot 1,1 - 0,45}{2,6 - 1} = 0,475.$$

Принимаем значение уставки $k_{\text{Т}} = 0,5$.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки в относительных единицах определяется по отстройке:

– от броска тока намагничивания $I_{\text{СР.ОТС}} = 6,0$;

– от расчетного максимального тока небаланса при внешнем КЗ по выражению (2.10) при значениях $k_{\text{Н}} = 1,5$ и $k_{\text{АП}} = 3$

$$I_{\text{СР.ОТС}} \geq k_{\text{Н}} I_{\text{НБ (КЗ)}} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02) \cdot 3,24 = 2,14.$$

Принимаем минимально допустимое значение $I_{\text{СР.ОТС}} = 6,0$.

Коэффициент чувствительности защиты проверяется при двухфазном КЗ в зоне действия защиты, в данном случае на стороне НН ТСН (точка К4 на рис. 4.1) при питании точки КЗ от генератора тока,

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}} I_{\text{Д.0}}} = \frac{(\sqrt{3} / 2) \cdot 2,12 \cdot 10^3}{5 \cdot 1500 / 5 \cdot 0,45} = 2,7.$$

Коэффициент чувствительности больше 2, следовательно, требование необходимой чувствительности защиты удовлетворяется.

Уставку по уровню блокировки по второй гармонике принимаем равной 0,1, что соответствует 10 %.

Начальный ток срабатывания защиты при действии функции обнаружения броска тока намагничивания принимаем $I_{\text{ср.вкл}} = 0,8$.

Результаты расчета уставок продольной дифференциальной защиты ТСН представлены в табл. 4.10.

Таблица 4.10

Уставки дифференциальной защиты ТСН

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Ток срабатывания защиты, о. е.	0,20–2,00	0,01	0,45
Ток начала торможения защиты, о. е.	0,6–1,0	0,1	1,0
Ток торможения блокировки (тормозной ток В), о. е.	1,0–5,0	0,1	2,0
Коэффициент торможения	0,3–0,7	0,1	0,5
Ток срабатывания дифференциальной отсечки, о. е.	6,0–12,0	0,1	6,0
Блокировка по второй гармонике, о. е.	0,1–0,2	0,01	0,1
Начальный ток срабатывания защиты при действии функции обнаружения броска тока намагничивания, о. е.	0,2–2,0	0,1	0,8

4.4.6. Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

Уставка срабатывания органа напряжения нулевой последовательности определяется по выражению (2.16).

Принимая значения $k_H = 1,1$, $k_B = 0,9$, $U_{\text{НБ}} = 8$ В (исходя из опыта эксплуатации), получим

$$U_{0\text{сз}} = \frac{k_H}{k_B} U_{\text{НБ}} = \frac{1,1}{0,9} \cdot 8 = 9,8 \text{ В.}$$

Принимаем значение уставки $U_{0\text{сз}} = 10$ В.

Уставка срабатывания органа напряжения обратной последовательности определяется по выражению (2.17). Принимая значения $k_H = 1,1$, $k_B = 0,9$, $U_{\text{НБ.ФНОП}} = 3,5$ В (по данным изготовителя шкафа защиты), получим

$$U_{2\text{ сз}} = \frac{k_{\text{Н}}}{k_{\text{В}}} U_{\text{НБ.ФНОП}} = \frac{1,1}{0,9} \cdot 3,5 = 4,27 \text{ В.}$$

Принимаем значение уставки $U_{2\text{ сз}} = 4,3 \text{ В}$.

Для задания уставок по напряжению срабатывания в относительных единицах необходимо полученные значения $U_{0\text{ сз}}$ и $U_{2\text{ сз}}$ разделить на 100 В.

Уставка органа напряжения третьей гармоники, задаваемая уставкой по коэффициенту торможения, определяется по выражению (2.18).

Принимая долю обмотки X статора генератора, защищаемой органом напряжения третьей гармоники, равной 0,25, получим

$$k_{\text{T}} \leq \frac{1}{X} - 2 = \frac{1}{0,25} - 2 = 2.$$

Время отключения блока генератор-трансформатор:

– органом напряжения нулевой последовательности принимается $t_1 = 0,5 \text{ с}$;

– органом напряжения третьей гармоники принимается на ступень селективности $\Delta t = 0,2 \dots 0,3 \text{ с}$ больше, чем t_1 ,

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

Результаты расчета уставок защиты от замыканий на землю обмотки статора генератора представлены в табл. 4.11.

Таблица 4.11

Уставки защиты от замыканий на землю обмотки статора генератора

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Напряжение срабатывания органа напряжения нулевой последовательности защиты, В	5,0–30,0	0,1	10,0
То же, обратной последовательности защиты, В	2,0–20,0	0,1	4,3
Коэффициент торможения, о. е.	0,3–3,0	0,1	2,0
Время отключения блока органом напряжения нулевой последовательности, с	0,1–2,0	0,1	0,5
Время отключения блока органом напряжения третьей гармоники, с	0,1–2,0	0,1	0,8

4.4.7. Защита от потери возбуждения генератора

Уставка по сопротивлению срабатывания основной функции при угле максимальной чувствительности определяется по выражению (2.20).

Приняв значения $k_H = 1,1$, $x_d = 1,97$, $U_{НОМ.Г} = 15,75$ кВ и $S_{НОМ.Г} = 258,8$ МВ·А, получим

$$Z_{УСТ.ОСН} = k_H x_d \frac{U_{НОМ.Г}^2}{S_{НОМ.Г}} = 1,1 \cdot 1,97 \cdot \frac{15,75^2}{258,8} = 2,08 \text{ Ом.}$$

Вторичное сопротивление срабатывания защиты при $K_{ТТ} = 10\,000 / 5$ и $K_{ТН} = 15\,750 / 100$

$$Z_{УСТ.ВТ} = Z_{УСТ.ОСН} \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} k_{СХ} = 2,08 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} \cdot 1 = 26,4 \text{ Ом.}$$

Уставка по сопротивлению смещения основной функции при угле максимальной чувствительности определяется по выражению (2.21).

Приняв значения $x'_d = 0,29$, $U_{НОМ.Г} = 15,75$ кВ и $S_{НОМ.Г} = 258,8$ МВ·А, получим

$$Z_{УСТ.СМ} = 0,4 x'_d \frac{U_{НОМ.Г}^2}{S_{НОМ.Г}} = 0,4 \cdot 0,29 \cdot \frac{15,75^2}{258,8} = 0,11 \text{ Ом.}$$

Вторичное значение сопротивления смещения

$$Z_{УСТ.СМ.ВТ} = Z_{УСТ.СМ} \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} k_{СХ} = 0,11 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} \cdot 1 = 1,4 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания защиты по отстройке от переходных режимов при нарушении динамической устойчивости и асинхронном режиме системы (принято ориентировочно, уточняется при наладке) $t_{СР} = 2$ с.

Угол максимальной чувствительности $\varphi_{МЧ} = 270^\circ$.

Блокировка защиты от потери возбуждения при качаниях

Интервал времени для определения режима качаний определяется по выражению (2.23).

Приняв значения $T_{КАЧ} = 2$ с и $k_{ЗАП} = 4$, получим

$$\Delta t_{СР} = T_{КАЧ} / k_{ЗАП} = 2 / 4 = 0,5 \text{ с.}$$

Скорость изменения сопротивления по отстройке от качаний и асинхронного хода в ЭЭС определяется по выражению (2.22).

Приняв значение $k_H = 2$, получим

$$\Delta Z'_{уст} \geq k_H \frac{Z_{уст} - Z_{см}}{\Delta t_{ср}} = 2 \cdot \frac{2,08 - 0,11}{0,5} = 7,78 \text{ Ом/с.}$$

Скорость изменения сопротивления в нормальном режиме по условию несрабатывания в режиме внешнего КЗ на землю определяется по выражению (2.24).

Приняв значения:

– сопротивления нормального нагрузочного режима

$$|Z_{нагр}| = \frac{U_{ном.г}}{\sqrt{3} \cdot I_{ном.г}} = \frac{15\,750}{\sqrt{3} \cdot 9498} = 0,96 \text{ Ом и } \varphi_{нагр} = \arccos(0,85) = 32^\circ;$$

– разности $(Z_{нагр} - Z_X)$ согласно выражению (2.25)

$$\begin{aligned} Z_{нагр} - Z_X &= \sqrt{(Z_H \cos \varphi_{нагр})^2 + (Z_H \sin \varphi_{нагр} + Z_{см} + \frac{Z_{уст}}{2})^2} - \frac{Z_{уст}}{2} = \\ &= \sqrt{(0,96 \cdot 0,85)^2 + (0,96 \cdot 0,53 + 0,11 + \frac{2,08}{2})^2} - \frac{2,08}{2} = 0,81 \text{ Ом;} \end{aligned}$$

– $k_H = 2,0$ и $T_{ном} = 0,02$ с, получим

$$\Delta Z_{расч} \leq \frac{Z_{нагр} - Z_X}{k_H T_{ном}} = \frac{0,81}{2 \cdot 0,02} = 20,25 \text{ Ом/с.}$$

Из условия $7,87 < \Delta Z_{сз} < 20,25$ принимаем первичную величину скорости изменения сопротивления при качаниях $\Delta Z_{сз\text{перв}} = 14 \text{ Ом/с.}$

Вторичная величина скорости изменения сопротивления

$$\Delta Z_{сз.вт} = \Delta Z_{сз} \frac{K_{тт}}{K_{тн}} = 14 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} = 178 \text{ Ом/с.}$$

Характеристика срабатывания защиты от потери возбуждения показана на рис. 2.24.

Результаты расчета уставок защиты от потери возбуждения приведены в табл. 4.12.

Таблица 4.12

Уставки защиты от потери возбуждения генератора

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Сопротивление срабатывания основной функции на угле максимальной чувствительности 270° , Ом	4–100	0,1	26,4
Сопротивление смещения, Ом	$(0–0,5)Z_{уст}$	0,1	1,4
Время срабатывания защиты, с	1–10	1	2
Сопротивление срабатывания функции блокировки защиты, Ом/с	1–800	1	178

4.4.8. Защита генератора от асинхронного режима без потери возбуждения

Уставка по сопротивлению срабатывания измерительного органа Z1 защиты определяется из условия обеспечения ее надежной работы при возникновении асинхронного режима с центром качаний в генераторе или повышающем трансформаторе по выражению (2.27).

Приняв значения $X_C = 0,039$ Ом и $X_T = 0,119$ Ом, получим

$$Z_{уст.1} = X_C + X_T = 0,039 + 0,119 = 0,158 \text{ Ом.}$$

Уставка по величине смещения характеристики срабатывания измерительного органа Z1 защиты определяется выражению (2.28).

Приняв значения $x'_d = 0,29$, $U_{ном.Г} = 15,75$ кВ и $S_{ном.Г} = 258,8$ МВ·А, получим

$$Z_{см.1} = x'_d \frac{U_{ном.Г}^2}{S_{ном.Г}} = 0,29 \cdot \frac{15,75^2}{258,8} = 0,278 \text{ Ом.}$$

Уставка по сопротивлению срабатывания измерительного органа Z2 защиты определяется из условия обеспечения ее надежной работы при возникновении асинхронного режима с центром качаний на линиях связи с системой по выражению (2.29). Приняв значения $x_d = 1,97$, получим

$$Z_{уст.2} = 1,2x_d \frac{U_{ном.Г}^2}{S_{ном.Г}} = 1,2 \cdot 1,97 \cdot \frac{15,75^2}{258,8} = 2,266 \text{ Ом.}$$

Уставка по величине смещения характеристики срабатывания измерительного органа Z2 защиты по выражению (2.30) равна сопротивлению трансформатора блока

$$Z_{см.2} = X_T = 0,119 \text{ Ом.}$$

Вторичные значения сопротивлений $Z_{уст.1}$ вт, $Z_{см.1}$ вт, $Z_{уст.2}$ вт и $Z_{см.2}$ вт, определяемые по выражению (2.23) при $K_{ТТ} = 10\,000 / 5$ и $K_{ТН} = 15\,750 / 100$, равны:

$$Z_{уст.1 \text{ вт}} = Z_{уст.1} \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} k_{сх} = 0,158 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} \cdot 1 = 2 \text{ Ом;}$$

$$Z_{см.1 \text{ вт}} = Z_{см.1} \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} k_{сх} = 0,278 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} \cdot 1 = 3,53 \text{ Ом;}$$

$$Z_{уст.2 \text{ вт}} = Z_{уст.2} \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} k_{сх} = 2,266 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} \cdot 1 = 28,77 \text{ Ом;}$$

$$Z_{\text{CM.2 ВТ}} = Z_{\text{CM.2}} \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} k_{\text{СХ}} = 0,119 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} \cdot 1 = 1,51 \text{ Ом}.$$

Уставка по углу максимальной чувствительности для измерительного органа Z1 определяется по выражению (2.31).

Приняв значения $X_{\Gamma} = 0,205 \text{ Ом}$, $X_{\text{T}} = 0,119 \text{ Ом}$, $X_{\text{C}} = 0,039 \text{ Ом}$, $R_{\Gamma} = 0$, $R_{\text{T}} = 0,039 \text{ Ом}$ и $R_{\text{C}} = 0,0024 \text{ Ом}$, получим

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{мч.1}} &= \arctg \left(\frac{X_{\Gamma} + X_{\text{T}} + X_{\text{C}}}{R_{\Gamma} + R_{\text{T}} + R_{\text{C}}} \right) \cdot \frac{180}{3,14} = \\ &= \arctg \left(\frac{0,205 + 0,119 + 0,039}{0 + 0,039 + 0,0024} \right) \cdot \frac{180}{3,14} = 89,65^{\circ}. \end{aligned}$$

Уставка по углу максимальной чувствительности для измерительного органа Z2 равна $\varphi_{\text{мч2}} = 270^{\circ}$ (по рекомендации НПП «ЭКРА»).

Уставка счетчика циклов 1-й ступени $N_{\text{сч.1}} = 3$ оборота.

Уставка счетчика циклов 2-й ступени $N_{\text{сч.2}} = 5$ оборотов.

Уставка по углу максимальной чувствительности для фазочувствительного органа защиты принимается $\varphi_{\text{мч.}\text{W}} = 180^{\circ}$ (по рекомендации НПП «ЭКРА»).

Выдержка времени на отключение для 1-й и 2-й ступеней защиты равна 0,02 с.

Выдержка времени на возврат для 1-й и 2-й ступеней защиты равна 5 с.

Минимальный возможный ток в цепи генератора в режиме включения, при котором защита вводится в работу,

$$I_{\text{мин.Г}} = 0,05 I_{\text{ном.Г}} = 0,05 \cdot 9498 = 475 \text{ А}.$$

Вторичная величина тока срабатывания пускового органа защиты в относительных единицах

$$I_{\text{ср.ВТ}} = \frac{I_{\text{мин.Г}}}{I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}}} = \frac{475}{5 \cdot 10\,000 / 5} = 0,047 \text{ о. е.}$$

Результаты расчета уставок защиты от асинхронного режима без потери возбуждения представлены в табл. 4.13.

Характеристика срабатывания измерительных органов сопротивления Z1, Z2 и фазочувствительного органа W защиты от асинхронного режима без потери возбуждения показана на рис. 2.26.

Таблица 4.13

Уставки защиты от асинхронного режима без потери возбуждения

Наименование величины	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величины
Сопротивление срабатывания измерительного органа Z1, Ом	1–80	0,1	2,0
Величина смещения характеристики измерительного органа Z1, Ом	1–80	0,1	3,5
Сопротивление срабатывания измерительного органа Z2, Ом	1–80	0,1	28,7
Величина смещения характеристики измерительного органа Z2, Ом	1–80	0,1	1,5
Угол максимальной чувствительности $\varphi_{мч1}, ^\circ$	0–360	1	89
Угол максимальной чувствительности $\varphi_{мч2}, ^\circ$	0–360	1	270
Угол максимальной чувствительности $\varphi_{мч. w}, ^\circ$	0–360	1	180
Выдержки времени на срабатывание 1-й и 2-й ступеней, с	0–5,0	0,1	0,02
Выдержки времени на возврат 1-й и 2-й ступеней, с	0–5,0	0,1	5
Ток срабатывания пускового органа, о. е.	0,05–20	0,01	0,05

4.4.9. Защита генератора от повышения напряжения

Напряжение срабатывания в относительных единицах определяется по выражению (2.32)

$$U_{CP} = 1,1 \frac{U_{НОМ.Г}}{U_{2\text{ НОМ}} K_{ТН}} = 1,1 \cdot \frac{15\,750}{100 \cdot 15\,750 / 100} = 1,1,$$

где $U_{2\text{ НОМ}}$ – номинальное вторичное напряжение ТН.

Ток блокирования защиты в относительных единицах (отстройка от тока холостого хода) определяется по выражению (2.33)

$$I_{БЛ} = 0,1 \frac{I_{НОМ.Г}}{I_{2\text{ НОМ}} K_{ТТ}} = 0,1 \cdot \frac{9498}{5 \cdot 10\,000 / 5} = 0,09,$$

где $I_{2\text{ НОМ}}$ – номинальный вторичный ток ТТ, равный базисному току защиты.

Выдержка времени, с которой вводится защита в действие в режиме холостого хода, отстроенная от кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети, принимается $t_{ВВ.З} = 3$ с.

Результаты расчета уставок защиты генератора от повышения напряжения представлены в табл. 4.14.

Таблица 4.14

Уставки защиты генератора от повышения напряжения

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Напряжение срабатывания, о. е.	0,1–1,6	0,01	1,1
Ток блокирования защиты, о. е.	0,05–0,3	0,01	0,09
Выдержка времени ввода защиты, с	1–10	0,1	3

4.4.10. Защита генератора от перевозбуждения

Уставки сигнального и пускового органов по кратности возбуждения относительно номинального возбуждения определяются по выражению (2.34).

Кратность возбуждения $M = \frac{U/f}{(U/f)_{НОМ}}$ обычно принимается в пределах 1–1,25 о. е.

Номинальное возбуждение рассчитывается по формуле

$$(U/f)_{НОМ} = \frac{U_{НОМ}}{f_{НОМ}} = \frac{15\,750}{50} = 315 \text{ В/Гц}.$$

Принимая $k_H = 1,05$, получим уставку срабатывания сигнального органа

$$M_{СИГН} = k_H \frac{U/f}{(U/f)_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{315}{315} = 1,05 \text{ о. е.}$$

Принимая $k_H = 1,08$, получим уставку срабатывания пускового органа

$$M_{ПУСК} = k_H \frac{U/f}{(U/f)_{НОМ}} = 1,08 \cdot \frac{315}{315} = 1,08 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени сигнального органа принимается $t_{СИГН} = 9$ с.

Параметры характеристики срабатывания интегрального органа рассчитываются по кривой Вестингхауса и задаются в табличной форме координатами точек, представленными ниже.

Кратность возбуждения M , о. е.

Расчетное время
срабатывания защиты, с

1,1.....	1000
1,15.....	115
1,2.....	20
1,25.....	5

Максимальное время срабатывания (предельное значение диапазона допустимых значений на реле) $t_{\text{МАКС}} = 1000$ с. Минимальное время срабатывания $t_{\text{МИН}} = 5$ с. Время охлаждения определяется при наладке.

Результаты расчета уставок защиты генератора от перевозбуждения представлены в табл. 4.15.

Таблица 4.15

Уставки защиты генератора от перевозбуждения напряжения

Наименование величины	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величины
Уставка сигнального органа, о. е.	1,00–1,25	0,01	1,05
Уставка пускового органа, о. е.	1,00–1,25	0,01	1,08
Максимальное время срабатывания, с	1–4000	1	1000
Минимальное время срабатывания, с	1–100	1	5

4.4.11. Защита генератора от обратной мощности

Мощность срабатывания защиты в относительных единицах принимается

$$P_{\text{СР}} = 0,014P_{\text{НОМ.Г*}} = 0,014.$$

Характеристический угол между током и соответствующим напряжением задается

$$\varphi_X = 180^\circ + \varphi_{\text{НАГР}} = 180^\circ + 32^\circ = 212^\circ,$$

где $\varphi_{\text{НАГР}} = \arccos(0,85) = 32^\circ$.

Время срабатывания защиты $t_{\text{СЗ}} = 3$ с.

Результаты расчета уставок защиты от обратной мощности представлены в табл. 4.16.

Таблица 4.16

Уставки защиты от обратной мощности

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Мощность срабатывания, о. е.	0,01–1	0,01	0,014
Характеристический угол, °	0–360	1	212
Выдержка времени, с	1–10	0,1	3

4.4.12. Защита от изменения частоты

Уставки срабатывания защиты выбираются согласно стандарту организации СО СТО 59012820.27.100.002–2013 [5].

Ориентировочные значения уставок по частоте срабатывания 1-й и 2-й ступеней защиты при понижении и при повышении частоты, а также уставок по времени срабатывания 1-й и 2-й ступеней защиты приведены в табл. 4.17.

Таблица 4.17

Уставки защиты от изменения частоты

Наименование величины	Обозначение величины	Значение величины
Уставка при понижении частоты 1-й ступени, Гц	$f_{I\text{CT}} <$	49
Выдержка времени при понижении частоты 1-й ступени, с	$t_{I\text{CT}} f <$	30
Уставка при понижении частоты 2-й ступени, Гц	$f_{II\text{CT}} <$	47
Выдержка времени при понижении частоты 2-й ступени, с	$t_{II\text{CT}} f <$	0,5
Уставка при повышении частоты 1-й ступени, Гц	$f_{I\text{CT}} >$	50,5
Выдержка времени при повышении частоты 1-й ступени, с	$t_{I\text{CT}} f >$	30
Уставка при повышении частоты 2-й ступени, Гц	$f_{II\text{CT}} >$	51
Выдержка времени при повышении частоты 2-й ступени, с	$t_{II\text{CT}} f >$	0,5

4.4.13. Защита от симметричных перегрузок с интегральным органом

Ток срабатывания сигнального органа определяется по выражению (2.37).

Приняв $k_H = 1,05$, $k_B = 0,95$ и $I_{НОМ.Г*} = 1$, получим значение тока срабатывания сигнального органа в относительных единицах

$$I_{СР.СИГН} = \frac{k_H}{k_B} I_{НОМ.Г*} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1 = 1,1.$$

Время срабатывания сигнального органа (по рекомендации завода-изготовителя генератора) принимается $t_{СИГН} = 9$ с. Ток срабатывания пускового органа (согласно техническим характеристикам генератора) $I_{ПУСК} = 1,1$ о. е.

Характеристика срабатывания ИО, заданная в табличной форме координатами точек согласно техническим характеристикам генератора, представлена ниже.

Величина тока статора генератора, о. е.	Время срабатывания ИО, с
1,1.....	3600
1,15.....	900
1,2.....	360
1,25.....	300
1,3.....	240
1,5.....	60

Время срабатывания ИО защиты равно допустимому времени протекания тока статора.

Графическое изображение характеристики срабатывания ИО защиты от симметричных перегрузок показано на рис. 2.32.

Время полного охлаждения генератора после срабатывания защиты принимается равным 2000 с (уточняется при наладке защиты). Ток срабатывания органа отсечки принимается равным $I_{СР.ОТС} = 1,6$ о. е. Время срабатывания органа отсечки 1 $t_{ОТС.1} = 0,5$ с. Время срабатывания органа отсечки 2 $t_{ОТС.2} = t_{ОТС.1} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8$ с.

С меньшим временем органа отсечки защита действует на отключение секционного выключателя, с большим временем органа отсечки и с временем ИО – на отключение генератора.

Результаты расчета уставок защиты от симметричных перегрузок статора представлены в табл. 4.18.

Таким образом, минимальное время срабатывания защиты $t_{\text{МИН}} = 0,5$ с, максимальное время срабатывания защиты $t_{\text{МАКС}} = 3600$ с.

Таблица 4.18

Уставки защиты от симметричных перегрузок

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Ток срабатывания сигнального органа, о. е.	1,0–2,0	0,01	1,1
Ток срабатывания пускового органа, о. е.	1,0–2,0	0,01	1,1
Максимальное время срабатывания ИО, с	60–4000	0,1	3600
Время полного охлаждения генератора, с	10–2000	1,0	2000
Ток срабатывания органа отсечки, о. е.	1,0–3,0	0,01	1,6
Время органа отсечки 1, с	0,1–10	0,1	0,5
Время органа отсечки 2, с	0,1–10	0,1	0,8

4.4.14. Защита от несимметричных перегрузок с интегральным органом

Ток срабатывания сигнального органа в относительных единицах по отстройке от максимального длительнодопустимого тока обратной последовательности принимается $I_{2 \text{ ср. СИГН}} = 0,05$ о. е. Время срабатывания сигнального органа (по рекомендации завода-изготовителя генератора) принимается $t_{\text{СИГН}} = 9$ с.

Ток срабатывания пускового органа из условия обеспечения надежного пуска интегрального органа при максимальной выдержке времени интегрального органа определяется по выражению (2.38).

Приняв $k_H = 1,05$ и $I_{2* \text{ МИН}} = 0,08$, получим

$$I_{2 \text{ ср. ПУСК}} = k_H I_{2* \text{ МИН}} = 1,05 \cdot 0,08 = 0,084 \text{ о. е.}$$

Принимаем $I_{2 \text{ ср. ПУСК}} = 0,09$ о. е.

Постоянная времени A , соответствующая допустимой длительности тока обратной последовательности при $I_{2*} = 1$, по данным завода-изготовителя генератора равна 8.

Максимальное время срабатывания, определяемое по тепловому действию тока, равного току срабатывания пускового органа, определяется по выражению (2.39) следующим образом:

$$t_{\text{МАКС}} = \frac{A}{I_{2 \text{ СР. ПУСК}}^2} = \frac{8}{0,09^2} = 988 \text{ с.}$$

Ток срабатывания органа отсечки, равный току срабатывания интегрального органа, при превышении которого защита работает с минимальной выдержкой времени (граница перехода с гиперболической характеристики на линейную), согласно выражению (2.40) составляет

$$I_{2 \text{ СР. ОТС}} = \frac{I_{2*}^{//}}{k_{\text{Ч}}} = \frac{2,27}{1,2} = 1,89 \text{ о. е.},$$

где $I_{2*}^{//}$ – сверхпереходный ток обратной последовательности, определяемый по выражению (2.41),

$$I_{2*}^{//} = \frac{U_2}{x_d^{//} + x_2} = \frac{1}{0,2 + 0,24} = 2,27 \text{ о. е.}$$

Здесь U_2 – напряжение обратной последовательности, $U_2 = U_{1 \text{ НОМ}} = 1 \text{ о. е.}$; $x_d^{//}$ – сверхпереходное сопротивление генератора, о. е.; x_2 – сопротивление обратной последовательности генератора, о. е.; $k_{\text{Ч}}$ – коэффициент чувствительности, равный 1,2.

Принимаем ток срабатывания органа отсечки $I_{2 \text{ СР. ОТС}} = 1,9 \text{ о. е.}$

Минимальное время срабатывания ИО определяется по выражению (2.42)

$$t_{\text{МИН}} = \frac{A}{I_{2 \text{ СР. ОТС}}^2} = \frac{8}{2,27^2} = 1,55 \text{ с.}$$

Принимаем минимальное время срабатывания ИО $t_{\text{МИН}} = 1,6 \text{ с.}$

Характеристика срабатывания ИО защиты от несимметричных перегрузок показана на рис. 2.33.

Время срабатывания органа отсечки 1 $t_{\text{ОТС.1}} = 0,5 \text{ с}$, отсечки 2 $t_{\text{ОТС.2}} = t_{\text{ОТС.1}} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$

С меньшим временем органа отсечки защита действует на отключение секционного выключателя, с большим временем органа отсечки и с временем ИО – на отключение генератора.

Время полного охлаждения генератора после срабатывания защиты принимается равным 2000 с (уточняется при наладке защиты).

Результаты расчета уставок защиты от несимметричных КЗ и перегрузок статора представлены в табл. 4.19.

Таким образом, минимальное время срабатывания защиты $t_{\text{МИН}} = 0,5$ с, максимальное – $t_{\text{МАКС}} = 988$ с.

Таблица 4.19

Уставки защиты от несимметричных перегрузок

Наименование величин	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величин
Ток срабатывания сигнального органа, о. е.	0,05–2,0	0,01	0,05
Ток срабатывания пускового органа, о. е.	0,05–2,0	0,01	0,09
Максимальное время срабатывания ИО, с	60–4000,	0,1	988
Минимальное время срабатывания ИО, с	0,5–200	0,1	1,6
Постоянная A , с	5–40	1	8
Время полного охлаждения генератора, с	10–2000	1,0	2000
Ток срабатывания органа отсечки, о. е.	1,0–3,0	0,1	1,9
Время органа отсечки 1, с	0,1–10	0,1	0,5
Время органа отсечки 2, с	0,1–10	0,1	0,8

4.4.15. Дистанционная защита

Первичное сопротивление срабатывания 1-й ступени защиты по условию согласования с первыми ступенями дистанционных защит присоединений сборных шин ВН, приведенное к ступени НН трансформатора блока, определяется по выражению (2.43).

Принимая $k_{\text{ОТС.1}} = 0,85$, $k_{\text{ОТС.2}} = 0,78$, $X_{\text{T}}^{\text{В}} = 25,7$ Ом, $Z_{\text{СЗ.ПРИС}}^{\text{I}} = 32$ Ом – сопротивление срабатывания первой ступени дистанционной защиты ВЛ-220 и $k_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{Г}}}{I_{\text{ВЛ}}} = \frac{15,3}{43,7} = 0,35$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока, протекающего через ТТ защиты, к току, протекающему по ВЛ-220, при КЗ на линии в точке К6 (см. рис. 4.1), получим

$$Z_{\text{СЗ}}^{\text{I}} = \left(k_{\text{ОТС.1}} X_{\text{T}}^{\text{В}} + k_{\text{ОТС.2}} \frac{Z_{\text{СЗ.ПРИС}}^{\text{I}}}{k_{\text{ТОК}}} \right) \frac{1}{N_{\text{T}}^2} =$$

$$= \left(0,85 \cdot 25,7 + 0,78 \cdot \frac{32}{0,35} \right) \cdot \frac{15,75^2}{230^2} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Вторичное сопротивление срабатывания 1-й ступени защиты

$$Z_{C3.BT}^I = Z_{C3}^I \frac{K_{TT}}{K_{TH}} k_{CX} = 0,42 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} \cdot 1 = 5,3 \text{ Ом.}$$

Коэффициент чувствительности 1-й ступени защиты, определяемый по выражению (2.44), равен

$$k_{\text{ч}} = Z_{C3}^I / X_T = 0,42 / 0,119 = 3,5.$$

Величина коэффициента чувствительности для 1-й ступени защиты должна быть не менее 1,5.

Величина сопротивления смещения характеристики 1-й ступени защиты, определяемая по выражению (2.45) равна

$$Z_{CM}^I = 0,1 Z_{C3}^I = 0,1 \cdot 0,42 = 0,042 \text{ Ом.}$$

Вторичная величина сопротивления смещения характеристики 1-й ступени защиты

$$Z_{CM.BT}^I = Z_{CM}^I \frac{K_{TT}}{K_{TH}} k_{CX} = 0,042 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} \cdot 1 = 0,53 \text{ Ом.}$$

Выдержки времени 1-й ступени защиты по согласованию с 1-й ступенью дистанционных защит присоединений сборных шин ВН с учетом действия УРОВ определяются по выражениям (2.46) и (2.47) соответственно:

– первая выдержка времени на срабатывание 1-й ступени, действующая на отключение выключателя ВН блока,

$$t_{C3.1}^I = t_{C3.BT}^I + t_{УРОВ} + \Delta t = 0,1 + 0,3 + 0,3 = 0,7 \text{ с,}$$

где $t_{C3.BT}^I$ – время срабатывания 1-й ступени защиты ВЛ-220, $t_{C3.BT}^I = 0,1$ с; $t_{УРОВ}$ – время срабатывания УРОВ, $t_{УРОВ} = 0,3$ с; Δt – ступень селективности, $\Delta t = 0,3$ с;

– вторая выдержка времени на срабатывание 1-й ступени, действующая на полный останов блока,

$$t_{C3.2}^I = t_{C3.1}^I + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1 \text{ с.}$$

Первичное сопротивление срабатывания 2-й ступени защиты определяется по условию отстройки от нагрузочного режима согласно выражению (2.48)

$$Z_{C3}^{II} = \frac{Z_{НАГР}}{k_{ОТС} k_B \cos(\varphi_{МЧ} - \varphi_{НАГР})} = \frac{0,6}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80^\circ - 53^\circ)} = 0,57 \text{ Ом,}$$

где $Z_{НАГР}$ – сопротивление максимального нагрузочного режима, определяемое по выражению (2.49),

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{МИН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}}} = \frac{0,95 \cdot 15\,750}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 9498} = 0,6 \text{ Ом};$$

$k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{ОТС}} = 1,2$; $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, $k_{\text{В}} = 1,05$; $\varphi_{\text{МЧ}}$ – угол максимальной чувствительности защиты, $\varphi_{\text{МЧ}} = 80^\circ$; $\varphi_{\text{НАГР}}$ – угол нагрузки (при условии $P_{\text{НАГР}} = P_{\text{НОМ}} = \text{const}$), равный $\varphi_{\text{НАГР}} = \arccos(\cos\varphi_{\text{НАГР}})$;

$$\begin{aligned} \cos\varphi_{\text{НАГР}} &= \frac{P_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}} U_{\text{МИН}}} = \\ &= \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 I_{\text{НОМ}} \cdot 0,95 U_{\text{НОМ}}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 9\,498 \cdot 0,95 \cdot 15,75} = 0,6; \\ \varphi_{\text{НАГР}} &= \arccos(\cos\varphi_{\text{НАГР}}) = \arccos(0,6) = 53^\circ. \end{aligned}$$

Вторичное сопротивление срабатывания защиты

$$Z_{\text{СЗ.ВТ}}^{\text{II}} = Z_{\text{СЗ}}^{\text{II}} \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} k_{\text{СХ}} = 0,57 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} \cdot 1 = 7,2 \text{ Ом}.$$

Коэффициент чувствительности 2-й ступени защиты, определяемый по выражению (2.50), равен при КЗ:

– на шинах ВН блока (точка КЗ на рис. 4.1)

$$k_{\text{Ч}} = \frac{Z_{\text{СЗ}}^{\text{II}}}{X_{\text{Т}}} = \frac{0,57}{0,119} = 4,7;$$

– в конце ВЛ-220 (точка К6 на рис. 4.1)

$$k_{\text{Ч}} = \frac{Z_{\text{СЗ}}^{\text{II}}}{x_{\text{Т}} + x_{\text{ВЛ}} / k_{\text{ТОК}}} = \frac{0,57}{0,119 + 0,15 / 0,35} = 1,05.$$

Выбранная уставка срабатывания 2-й ступени дистанционной защиты удовлетворяет требованиям чувствительности при КЗ в точке КЗ ($k_{\text{Ч}} > 1,5$) и не обеспечивает необходимую чувствительность при КЗ в точке К6 ($k_{\text{Ч}} < 1,2$).

Величина сопротивления смещения характеристики 2-й ступени защиты определяется как

$$Z_{\text{СМ}}^{\text{II}} = 0,1 Z_{\text{СЗ}}^{\text{II}} = 0,1 \cdot 0,57 = 0,057 \text{ Ом}.$$

Вторичная величина сопротивления смещения характеристики 1-й ступени защиты

$$Z_{\text{СМ.ВТ}}^{\text{II}} = Z_{\text{СМ}}^{\text{II}} \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} k_{\text{СХ}} = 0,057 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} \cdot 1 = 0,72 \text{ Ом}.$$

Выдержки времени 2-й ступени защиты по согласованию с максимальными выдержками времени защит присоединений сборных шин ВН определяются по выражениям (2.51) и (2.52):

– первая выдержка времени на срабатывание 2-й ступени, действующая на отключение шиносоединительного выключателя $Q_{ШС}$ на стороне 220 кВ,

$$t_{СЗ.1}^{II} = t_{СЗ.ВЛ}^{III} + \Delta t = 4,6 + 0,3 = 4,9 \text{ с},$$

где $t_{СЗ.ВЛ}^{III}$ – максимальная выдержка времени 3-й ступени дистанционной защиты воздушной линии (ВЛ) стороны ВН, $t_{СЗ.ВЛ}^{III} = 4,6$;

– вторая выдержка времени на срабатывание 2-й ступени, действующая на отключение выключателя блока и ограничение мощности турбины,

$$t_{СЗ.2}^{II} = t_{СЗ.1}^{II} + \Delta t = 4,9 + 0,2 = 5,2 \text{ с}.$$

Угол максимальной чувствительности 1-й и 2-й ступеней защиты $\varphi_{МЧ} = 80^\circ$.

Блокировка дистанционной защиты при качаниях

Интервал времени для определения режима качаний рассчитывается по выражению (2.23). Приняв значения $T_{КАЧ} = 2 \text{ с}$ и $k_{ЗАП} = 4$, получим

$$\Delta t_{СР} = T_{КАЧ} / k_{ЗАП} = 2 / 4 = 0,5 \text{ с}.$$

Скорость изменения сопротивления по отстройке от качаний и асинхронного хода в ЭЭС определяется по выражению (2.22). Приняв значение $k_H = 2$ и $\Delta t_{СР} \geq t_{СЗ.1}^I = 0,7 \text{ с}$, получим

$$\Delta Z'_{УСТ} \geq k_H \frac{Z_{УСТ} - Z_{СМ}}{\Delta t_{СР}} = 2 \cdot \frac{0,42 - 0,042}{0,7} = 1,08 \text{ Ом/с}.$$

Скорость изменения сопротивления в нормальном режиме по условию несрабатывания в режиме внешнего КЗ на землю определяется по выражению (2.24).

Приняв значения:

– сопротивления нормального нагрузочного режима

$$|Z_{НАГР}| = \frac{U_{НОМ.Г}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.Г}} = \frac{15\,750}{\sqrt{3} \cdot 9498} = 0,96 \text{ Ом} \text{ и } \varphi_{НАГР} = \arccos(0,85) = 32^\circ;$$

– разности $(Z_{НАГР} - Z_X)$ согласно выражению (2.25)

$$Z_{\text{НАГР}} - Z_X = \sqrt{(Z_H \cos \varphi_{\text{НАГР}})^2 + (Z_H \sin \varphi_{\text{НАГР}} + Z_{\text{СМ}} + \frac{Z_{\text{УСТ}}}{2})^2} - \frac{Z_{\text{УСТ}}}{2} =$$

$$= \sqrt{(0,96 \cdot 0,85)^2 + (0,96 \cdot 0,53 + \frac{0,42}{2})^2} - \frac{0,42}{2} = 0,88 \text{ Ом};$$

– $k_H = 2,0$ и $T_{\text{НОМ}} = 0,02$ с, получим

$$\Delta Z_{\text{РАСЧ}} \leq \frac{Z_{\text{НАГР}} - Z_X}{k_H T_{\text{НОМ}}} = \frac{0,88}{2 \cdot 0,02} = 22 \text{ Ом/с.}$$

Из условия $1,08 < \Delta Z_{\text{СЗ}} < 22$ принимаем первичную величину скорости изменения сопротивления при качаниях $\Delta Z_{\text{СЗ.ПЕРВ}} = 11,5 \text{ Ом/с.}$

Вторичная величина скорости изменения сопротивления

$$\Delta Z_{\text{СЗ.ВТ}} = \Delta Z_{\text{СЗ}} \frac{K_{\text{ГТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 11,5 \cdot \frac{10\,000 / 5}{15\,750 / 100} = 146 \text{ Ом/с.}$$

Результаты расчета уставок дистанционной защиты приведены в табл. 4.20.

Характеристика срабатывания реле сопротивления дистанционной защиты генератора изображена на рис. 2.34.

Таблица 4.20

Уставки дистанционной защиты генератора

Наименование величины	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величины
Сопротивление срабатывания 1-й ступени, Ом	1–100	0,1	5,3
Сопротивление смещения характеристики 1-й ступени, Ом	0–100	0,01	0,53
Выдержки времени на срабатывание 1-й ступени (первая), с	0–5	0,1	0,7
То же (вторая), с	0–5	0,1	1
Сопротивление срабатывания 2-й ступени, Ом	1–100	0,1	7,2
Сопротивление смещения характеристики 2-й ступени, Ом	0–100	0,01	0,72
Выдержки времени на срабатывание 2-й ступени (первая), с	0–10,0	0,1	4,9
То же (вторая), с	0–10,0	0,1	5,2
Угол максимальной чувствительности 1-й и 2-й ступеней, °	0–360	1	80
Блокировка от качаний, Ом/с	1–800	1	146

4.4.16. Защита нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне ВН блока

Ток срабатывания 1-й ступени защиты (грубый орган) по условию согласования с третьими ступенями защит от замыканий на землю линий стороны ВН блока определяется по выражению (2.53).

Принимая $k_{\text{ОТС}} = 1,1$, $I_{0\text{СЗ.ВЛ}}^{\text{III}}$ – максимальный из токов срабатывания третьих ступеней токовых защит нулевой последовательности линий, отходящих от сборных шин стороны ВН блока, $I_{0\text{СЗ.ВЛ}}^{\text{III}} = 560$ А, и $k_{\text{ТОК}}$ – коэффициент токораспределения для токов нулевой последовательности, равный отношению тока, протекающего через ТТ защиты, к току, протекающему по ВЛ-220, при однофазном КЗ на линии в конце зоны действия 1-й ступени той защиты, с которой производится согласование (в точке К6 на рис. 4.1), $k_{\text{ТОК}} = \frac{450}{2650} = 0,17$, получим

$$I_{0\text{СЗ}}^{\text{I}} = k_{\text{ОТС}} k_{\text{ТОК}} I_{0\text{СЗ.ВЛ}}^{\text{III}} = 1,2 \cdot 0,17 \cdot 560 = 114,2 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности 1-й ступени защиты по выражению (2.54)

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)}}{I_{0\text{СЗ}}^{\text{I}}} = \frac{185}{114,2} = 1,6,$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)}$ – минимальный ток, протекающий через ТТ защиты при однофазном КЗ в конце наиболее длинной линии, отходящей от шин ВН блока (в точке К6 на рис. 4.1), $I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)} = 185$ А.

Коэффициент чувствительности больше 1,2, следовательно, требование необходимой чувствительности защиты удовлетворяется.

Принятая уставка по току срабатывания 1-й ступени защиты в относительных единицах по выражению (2.55) равна

$$I_{\text{СЗ}}^{\text{I}} = \frac{I_{0\text{СЗ}}^{\text{I}}}{I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}}} = \frac{114,2}{5 \cdot 600 / 5} = 0,19 \text{ о. е.}$$

Выдержки времени 1-й ступени по условию согласования со временем срабатывания защиты напряжения нулевой последовательности блоков с разземленной нейтралью определяются по выражениям (2.56) и (2.47) соответственно:

– первая выдержка времени на срабатывание 1-й ступени, действующая на отключение выключателя ВН блока,

$$t_{\text{СЗ.1}}^{\text{I}} = t_{\text{СЗ}(3U_0)} + \Delta t = 4,3 + 0,3 = 4,7 \text{ с,}$$

где $t_{C3(3U_0)}$ – выдержка времени защиты напряжения нулевой последовательности блоков с разземленной нейтралью согласно (2.57),

$$t_{C3(3U_0)} = t_{C3.1}^{\text{II}} + \Delta t = 4,0 + 0,3 = 4,3 \text{ с},$$

где $t_{C3.1}^{\text{II}}$ – выдержка времени на срабатывание 2-й ступени защиты, $t_{C3.1}^{\text{II}} = 4,0 \text{ с}$;

– вторая выдержка времени на срабатывание 1-й ступени, действующая на полный останов блока,

$$t_{C32}^{\text{I}} = t_{C31}^{\text{I}} + \Delta t = 4,7 + 0,3 = 5,0 \text{ с}.$$

Ток срабатывания 2-й ступени защиты (чувствительный орган) определяется:

– по условию обеспечения надежного срабатывания при самопроизвольном неполнофазном отключении блока при минимальной нагрузке по выражению (2.58)

$$I_{0\text{C3}}^{\text{II}} \leq \frac{0,4I_{\text{НОМ.Г}}}{k_{\text{ч}}} = \frac{0,4 \cdot 9498 \cdot (15,75 / 242)}{1,2} = 206,05 \text{ А},$$

где $k_{\text{ч}}$ – минимальное значение коэффициента чувствительности, $k_{\text{ч}} = 1,2$;

– по согласованию с током срабатывания 1-й ступени защиты (грубым органом) по выражению (2.59)

$$I_{0\text{C3}}^{\text{II}} \leq \frac{I_{0\text{C3}}^{\text{I}}}{1,05} = \frac{114,2}{1,05} = 108,8 \text{ А}.$$

Принимаем наименьшее значение тока срабатывания 2-й ступени защиты, равное 108,8 А.

Коэффициент чувствительности 2-й ступени защиты по выражению (2.54) равен

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)}}{I_{0\text{C3}}^{\text{II}}} = \frac{185}{108,8} = 1,7,$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)}$ – минимальный ток, протекающий через ТТ защиты при однофазном КЗ в конце наиболее длинной линии, отходящей от шин ВН блока, $I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)} = 185 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности больше 1,2, следовательно, требование необходимой чувствительности защиты удовлетворяется.

Принятая уставка по току срабатывания 2-й ступени защиты в отнесенных единицах

$$I_{C3}^{\text{II}} = \frac{I_{0\text{C3}}^{\text{II}}}{I_{\text{БАЗ}} K_{\text{ТТ}}} = \frac{108,8}{5 \cdot 600 / 5} = 0,18 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени 2-й ступени защиты, действующей на отключение шиносоединительного выключателя сборных шин ВН блока, по согласованию с наибольшим временем срабатывания чувствительных ступеней защит от замыканий на землю линий сети 220 кВ по выражению (2.60) со с. 106 равна

$$t_{C3.1}^{\text{II}} = t_{C3.ВЛ}^{\text{III(IV)}} + t_{\text{УРОВ}} + \Delta t = 3,4 + 0,3 + 0,3 = 4,0 \text{ с,}$$

где $t_{C3.ВЛ}^{\text{III(IV)}}$ – выдержка времени 3-й ступени защиты от замыканий на землю линии сети напряжением 220 кВ, $I_{0\text{C3.ВЛ}}^{\text{III(IV)}} = 3,4 \text{ с.}$

Уставка по напряжению $U_{0\text{C3}}$ из условия отстройки от напряжения небаланса на выходе вторичных обмоток ТН, соединенных разомкнутый треугольник, принимается равной 5 В (0,05 в относительных единицах).

Результаты расчета защиты нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне ВН блока приведены в табл. 4.21.

Таблица 4.21

Уставки защиты нулевой последовательности от КЗ
на землю на стороне ВН блока

Наименование величины	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величины
Ток срабатывания 1-й ступени защиты (грубый орган), о. е.	0,15–6	0,01	0,19
Выдержки времени на срабатывание 1-й ступени (первая), с	0–5,0	0,1	4,7
Выдержки времени на срабатывание 1-й ступени (вторая), с	0–5,0	0,1	5,0
Ток срабатывания 2-й ступени (чувствительный орган), о. е.	0,1–4,0	0,01	0,18
Выдержки времени на срабатывание 2-й ступени, с	0–5,0	0,1	4,0
Уставка по напряжению нулевой последовательности, В	1–15	0,1	5,0
Выдержка времени на срабатывание защиты напряжения нулевой последовательности, с	0–5,0	0,1	4,3

4.4.17. Защита ротора от перегрузки

За базисный ток принимается номинальный ток системы возбуждения генератора $I_{\text{БАЗ}} = I_{\text{Р.НОМ}} = 1900 \text{ А}$.

Ток срабатывания сигнального органа в относительных единицах по отстройке от максимального длительно допустимого тока ротора принимается

$$I_{\text{Р.СИГН}} = \frac{I_{\text{Р.ДОП}}}{I_{\text{Р.НОМ}}} = \frac{1,05 I_{\text{Р.НОМ}}}{I_{\text{БАЗ}}} = 1,05 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания сигнального органа в именованных единицах равен

$$I_{\text{Р.СИГН}} = 1,05 \cdot 1900 = 1995 \text{ А.}$$

Уставка по времени срабатывания сигнального органа $t_{\text{СИГН}} = 10 \text{ с}$.

Ток срабатывания пускового органа в относительных единицах, действующего без выдержки времени, принимается $I_{\text{Р.ПУСК*}} = 1,06 \text{ о. е.}$

Ток срабатывания пускового органа в именованных единицах равен

$$I_{\text{Р.ПУСК}} = 1,06 \cdot 1900 = 2014 \text{ А.}$$

Характеристика срабатывания интегрального органа, заданная точками согласно техническим данным генератора, представлена ниже.

Ток возбуждения генератора, о. е.	Время срабатывания ИО, с
1,06	3600
1,1	600
1,15	360
1,2	240
1,5	60
2,0	20

Время срабатывания ИО защиты равно допустимому времени протекания тока возбуждения.

Графическое изображение характеристики срабатывания интегрального органа показано на рис. 2.32.

Ток срабатывания органа отсечки в относительных единицах принимается равным $I_{\text{СР.ОТС}} = 2,0 \text{ о. е.}$, в именованных единицах

$$I_{\text{СР.ОТС}} = 2,0 \cdot 1900 = 3800 \text{ А.}$$

Время срабатывания органа отсечки $t_{\text{отс.1}} = 0,5$ с.

Время охлаждения ротора генератора после срабатывания защиты определяется при наладке (диапазон уставок с шагом 1,0 с 10–1000 с).

Результаты расчета защиты ротора от перегрузки приведены в табл. 4.22.

Таким образом минимальное время срабатывания защиты $t_{\text{мин}} = 0,5$ с, максимальное время срабатывания защиты $t_{\text{макс}} = 3600$ с.

Таблица 4.22

Уставки защиты ротора генератора от перегрузки

Наименование величины	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величины
Ток срабатывания сигнального органа, о. е.	0,05–2,0	0,01	1,05
Ток срабатывания пускового органа, о. е.	0,05–2,0	0,01	1,06
Ток срабатывания органа отсечки, о. е.	0,05–2,0	0,01	2,0
Время срабатывания органа отсечки, с	0,1–10	0,1	0,5
Максимальное время срабатывания ИО, с	60–4000	1	3600
Минимальное время срабатывания ИО, с	1–200	1	20

4.4.18. Защита ротора от замыканий на землю

Ориентировочно принимаем следующие значения сопротивлений срабатывания защиты:

– уставка по активному сопротивлению 1-й ступени (задается в диапазоне от 0,1 до 50 кОм с шагом 0,1 кОм) $R_{1\text{СТ}} = 2,5$ кОм;

– уставка по активному сопротивлению 2-й ступени (задается в диапазоне 0,1–10 кОм с шагом 0,1 кОм) $R_{2\text{СТ}} = 1,5$ кОм.

Выдержка времени срабатывания 1-й ступени $t_{1\text{СТ}} = 9$ с, 2-й ступени $t_{2\text{СТ}} = 0,5$ с.

Значения уставок уточняются при наладке защиты.

Первая ступень защиты действует на сигнал, вторая ступень – на полное отключение генератора.

4.4.19. Максимальные токовые защиты трансформатора собственных нужд блока

Максимальные токовые защиты ТСН блока с комбинированным пуском по напряжению на сторонах НН (6,3 кВ)

Первичный ток срабатывания МТЗ определяется по выражению (2.66) из условия отстройки от тока самозапуска электродвигателей собственных нужд электростанции, получающих питание от секций сборных шин НН,

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\Sigma КЗ} + X_{ДВ})} =$$

$$= \frac{1,2}{0,95} \cdot \frac{6,3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot [1,76 \cdot (6,3/15,75)^2 + 0,83]} = 4134,3 \text{ А},$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, $k_{OTC} = 1,2$; k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,95$; $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение стороны НН ТСН, $U_{НОМ} = 6,3 \text{ кВ}$; $Z_{\Sigma КЗ}$ – суммарное сопротивление элементов схемы до

точки КЗ на шинах НН ТСН, $Z_{\Sigma КЗ} = \frac{X_{Г} + (X_{Т} + X_{С})}{X_{Г} + X_{Т} + X_{С}} + X_{ТСН В} + X_{ТСН Н} =$

$$= \frac{0,205 \cdot (0,119 + 0,039)}{0,205 + 0,119 + 0,039} + 0,111 + 1,56 = 1,76 \text{ Ом}; X_{ДВ} – \text{сопротивление}$$

двигателей при самозапуске, определенное по выражению (2.67),

$$X_{ДВ} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТСН} k_{П.ДВ}} = \frac{6,3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 1468 \cdot 3} = 0,83 \text{ Ом}.$$

Здесь $I_{НОМ.ТСН}$ – номинальный ток ТСН на стороне НН, $I_{НОМ.ТСН} = 1468 \text{ А}$; $k_{П.ДВ}$ – среднее значение пускового коэффициента двигателей, $k_{П.ДВ} = 3$.

Принимаем первичный ток срабатывания МТЗ $I_{C3} = 4140 \text{ А}$.

Вторичный ток срабатывания защиты в относительных единицах, определяемый по выражению (2.61), равен

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_{ТТ} I_{БАЗ}} = \frac{4140}{1500/5 \cdot 5} = 2,76 \text{ о.е.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ по току при КЗ на стороне НН ТСН определяется по выражению (2.62)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot I_{\text{КЗ (К4)}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 4860 \cdot (15,75/6,3)}{4140} = 2,54,$$

где $I_{\text{КЗ (К4)}}$ – значение тока КЗ в точке К4 (см. рис. 4.1), $I_{\text{КЗ (К4)}} = 4860$ А.

Коэффициент чувствительности больше 1,5, следовательно, требование необходимой чувствительности защиты удовлетворяется.

Напряжения срабатывания реле пуска по напряжению защиты в относительных единицах определяются следующим образом:

– для минимального реле напряжения, включенного на междупазное напряжение, из условия отстройки от напряжения самозапуска заторможенных электродвигателей нагрузки по выражению (2.68)

$$U_{1 \text{ СЗ}} = \frac{U_{\text{ОСТ}}}{k_{\text{ОТС}}} = \frac{0,75}{1,2} = 0,62 \text{ о. е.},$$

где $U_{\text{ОСТ}}$ – остаточное напряжение при самозапуске электродвигателей нагрузки, определенное по выражению (2.69), $U_{\text{ОСТ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot (I_{\text{СЗ}} k_{\text{В}} / k_{\text{ОТС}}) X_{\text{ДВ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot (4140 \cdot (0,95/1,2)) \cdot 0,83}{6,3 \cdot 1000} = 0,75 \text{ о. е.}$

Здесь $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, $k_{\text{В}} = 0,95$; $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{ОТС}} = 1,2$; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение стороны ВН ТСН, $U_{\text{НОМ}} = 6,3$ кВ;

– для реле напряжения, включенного на напряжение обратной последовательности, согласно выражению (2.70)

$$U_{2 \text{ СЗ}} = 0,06 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени на срабатывание МТЗ стороны НН ТСН определяются из условия согласования с МТЗ присоединений сборных шин НН по выражению (2.71)

$$t_{\text{СЗ. МТЗ НН}} = t_{\text{СЗ. ПРИС}} + \Delta t = 1,0 + 0,3 = 1,3 \text{ с},$$

где $t_{\text{СЗ. ПРИС}}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений сборных шин НН, $t_{\text{СЗ. ПРИС}} = 1,0$ с; Δt – ступень селективности, $\Delta t = 0,3$ с.

Максимальные токовые защиты ТСН блока от симметричной перегрузки на сторонах НН (6,3 кВ)

Первичный ток срабатывания МТЗ от перегрузки определяется из условия отстройки от номинального тока трансформатора по выражению (2.72)

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{НОМ.Т НН}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1468 = 1622,5 \text{ А},$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{ОТС}} = 1,05$; $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, $k_{\text{В}} = 0,95$; $I_{\text{НОМ.Т НН}}$ – номинальный ток ТСН на стороне НН, $I_{\text{НОМ.Т НН}} = 1468 \text{ А}$.

Вторичный ток срабатывания защиты в относительных единицах, определяемый по выражению (2.61), составляет

$$I_{\text{СР}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{K_{\text{ТТ}} I_{\text{БАЗ}}} = \frac{1622,5}{1500/5 \cdot 5} = 1,08 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени МТЗ от перегрузки по условию отстройки от времени самозапуска электродвигателей принимается равной 15 с.

Результаты расчета МТЗ на сторонах НН ТСН блока приведены в табл. 4.23.

Таблица 4.23

Уставки МТЗ на сторонах НН ТСН блока

Наименование величины	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величины
Ток срабатывания МТЗ от КЗ, о. е.	0,02–2,4	0,01	2,76
Напряжение срабатывания реле минимального напряжения, о. е.	0,1–1,6	0,01	0,62
Напряжение срабатывания реле напряжения обратной последовательности, о. е.	0,1–1,6	0,01	0,06
Время срабатывания МТЗ от КЗ, с	0,1–20,0	0,1	1,3
Ток срабатывания МТЗ от перегрузки, о. е.	0,02–2,4	0,01	1,08
Время срабатывания МТЗ от перегрузки, с	0,1–20,0	0,1	15,0

Максимальная токовая защита ТСН блока с комбинированным пуском по напряжению на стороне ВН (15,75 кВ)

Первичный ток срабатывания МТЗ определяется по выражению (2.66) из условия отстройки от тока самозапуска электродвигателей собственных нужд электростанции, получающих питание от секций сборных шин НН,

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\Sigma \text{ КЗ}} + X_{\text{ДВ}})} = \frac{1,2}{0,95} \cdot \frac{15,75 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot (1,76 + 2,58)} = 2649,7 \text{ А},$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{ОТС}} = 1,2$; $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, $k_{\text{В}} = 0,95$; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение стороны ВН ТСН,

$U_{\text{НОМ}} = 15,75$ кВ; $Z_{\Sigma \text{ КЗ}}$ – суммарное сопротивление элементов схемы до точки КЗ на шинах НН ТСН, $Z_{\Sigma \text{ КЗ}} = \frac{X_{\Gamma} + (X_{\text{T}} + X_{\text{C}})}{X_{\Gamma} + X_{\text{T}} + X_{\text{C}}} + X_{\text{ТСН В}} + X_{\text{ТСН Н}} =$
 $= \frac{0,205 \cdot (0,119 + 0,039)}{0,205 + 0,119 + 0,039} + 0,111 + 1,56 = 1,76$ Ом; $X_{\text{ДВ}}$ – сопротивление двигателей при самозапуске, определенное по выражению (2.67),

$$X_{\text{ДВ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ.ТСН}} k_{\text{П.ДВ}}} = \frac{15,75 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 1174,4 \cdot 3} = 2,58 \text{ Ом.}$$

где $I_{\text{НОМ.ТСН}}$ – номинальный ток ТСН на стороне ВН, $I_{\text{НОМ.ТСН}} = 1174,4$ А; $k_{\text{П.ДВ}}$ – среднее значение пускового коэффициента двигателей, $k_{\text{П.ДВ}} = 3$.

Принимаем первичный ток срабатывания МТЗ $I_{\text{СЗ}} = 2650$ А.

Вторичный ток срабатывания защиты в относительных единицах, определяемый по выражению (2.61), равен

$$I_{\text{СП}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{K_{\text{ТТ}} I_{\text{БАЗ}}} = \frac{2650}{1500 / 5 \cdot 5} = 1,76 \text{ о. е.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ по току при КЗ на стороне НН ТСН определяется по выражению (2.62)

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{(\sqrt{3} / 2) I_{\text{КЗ (К4)}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{(\sqrt{3} / 2) \cdot 4860}{2650} = 1,58,$$

где $I_{\text{КЗ (К4)}}$ – значение тока КЗ в точке К4 (см. рис. 4.1), $I_{\text{КЗ (К4)}} = 4860$ А.

Коэффициент чувствительности больше 1,2, следовательно, требование необходимой чувствительности защиты удовлетворяется.

Напряжения срабатывания реле пуска по напряжению защиты в относительных единицах определяются следующим образом:

– для минимального реле напряжения, включенного на междупазное напряжение, из условия отстройки от напряжения самозапуска заторможенных электродвигателей нагрузки по выражению (2.68)

$$U_{1 \text{ СЗ}} = \frac{U_{\text{ОСТ}}}{k_{\text{ОТС}}} = \frac{0,59}{1,2} = 0,49 \text{ о. е.,}$$

где $U_{\text{ОСТ}}$ – остаточное напряжение при самозапуске электродвигателей нагрузки, определенное по выражению (2.69), $U_{\text{ОСТ}} =$
 $= \frac{\sqrt{3}(I_{\text{СЗ}} k_{\text{В}} / k_{\text{ОТС}}) X_{\text{ДВ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot (2650 \cdot 0,95 / 1,2) \cdot 2,58}{15,75 \cdot 1000} = 0,59 \text{ о. е.}$

Здесь $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, $k_{\text{В}} = 0,95$; $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{ОТС}} = 1,2$; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение стороны ВН ТСН, $U_{\text{НОМ}} = 15,75$ кВ;

– для реле напряжения, включенного на напряжение обратной последовательности, согласно выражению (2.70)

$$U_{2\text{СЗ}} = 0,06 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени на срабатывание МТЗ стороны ВН ТСН определяются из условия согласования с МТЗ стороны НН по выражению

$$t_{\text{СЗ.МТЗ ВН}} = t_{\text{СЗ.МТЗ НН}} + \Delta t = 1,3 + 0,3 = 1,6 \text{ с.}$$

Токовая отсечка ТСН

Первичный ток срабатывания токовой отсечки определяется:

– по отстройке от максимального тока КЗ на шинах 6,3 кВ (точка К4 на рис. 4.1) согласно выражения (2.63)

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{ОТС}} I_{\text{КЗ.МАКС (К4)}} = 1,2 \cdot 4860 = 5832 \text{ А,}$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{ОТС}} = 1,2$; $I_{\text{КЗ (К4)}}$ – значение тока КЗ в точке К4, $I_{\text{КЗ (К4)}} = 4860 \text{ А}$;

– по отстройке от броска тока намагничивания ТСН по выражению (2.64)

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{БР}} I_{\text{НОМ.ТСН}} = 6 \cdot 1174,4 = 7046 \text{ А,}$$

где $k_{\text{БР}}$ – коэффициент броска, $k_{\text{БР}} = 6$; $I_{\text{НОМ.ТСН}}$ – номинальный ток ТСН на стороне ВН, $I_{\text{НОМ.ТСН}} = 1174,4 \text{ А}$.

В качестве окончательного принимается наибольшее значение тока срабатывания защиты, равное 7046 А.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется по выражению (2.62) при двухфазном КЗ на стороне ВН ТСН

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{(\sqrt{3}/2) I_{\text{КЗ (К2)}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 107\,560}{7046} = 13,2,$$

где $I_{\text{КЗ (К2)}}$ – значение суммарного тока КЗ в точке К2 (см. рис. 4.1), $I_{\text{КЗ (К2)}} = 107\,560 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности больше 2, следовательно, требование необходимой чувствительности защиты удовлетворяется.

Вторичный ток срабатывания токовой отсечки в относительных единицах, определяемый по выражению (2.61), равен

$$I_{\text{СР}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{K_{\text{ТТ}} I_{\text{БАЗ}}} = \frac{7046}{1500/5 \cdot 5} = 4,69 \text{ о. е.}$$

Принимаем вторичный ток срабатывания токовой отсечки $I_{\text{СР}} = 4,7 \text{ о. е.}$

Токовая отсечка действует без выдержки времени на полное отключение блока.

Результаты расчета МТЗ на стороне ВН ТСН блока приведены в табл. 4.24.

Таблица 4.24

Уставки МТЗ на стороне ВН ТСН блока

Наименование величины	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величины
Ток срабатывания МТЗ от КЗ, о. е.	0,02–2,4	0,01	1,76
Напряжение срабатывания реле минимального напряжения, о. е.	0,1–1,6	0,01	0,55
Напряжение срабатывания реле напряжения обратной последовательности, о. е.	0,1–1,6	0,01	0,06
Время срабатывания МТЗ от КЗ, с	0,1–20,0	0,1	1,6
Ток срабатывания токовой отсечки, о. е.	3,0–12,0	0,1	4,7

4.4.20. Токовые защиты трансформатора системы возбуждения

Номинальный ток трансформатора системы возбуждения определяется как

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{2613}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 96 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания токовой отсечки определяется:

– по отстройке от тока внешнего КЗ за трансформатором системы тиристорного возбуждения (точка К5 на рис. 4.1) согласно выражению (2.69).

Принимая $k_{\text{ОТС}} = 1,2$ и $I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)} = 1570 \text{ А}$, получим

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{ОТС}} I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)} = 1,2 \cdot 1570 = 1884 \text{ А};$$

– по отстройке от броска тока намагничивания трансформатора по выражению (2.64).

Принимая $k_{\text{БР}} = 6$ и $I_{\text{НОМ.Т}} = 96 \text{ А}$, получим

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{БР}} I_{\text{НОМ.Т}} = 6 \cdot 96 = 576 \text{ А.}$$

В качестве окончательного принимается наибольшее значение тока срабатывания защиты, равное 1884 А.

Вторичный ток срабатывания отсечки в относительных единицах будет равен

$$I_{\text{CP}} = \frac{I_{\text{CЗ}}}{K_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{БАЗ}}} = \frac{1884}{600/5 \cdot 5} = 3,14 \text{ о. е.}$$

Принимаем вторичный ток срабатывания токовой отсечки $I_{\text{CP}} = 3,2 \text{ о. е.}$

Первичный ток срабатывания МТЗ вычисляется по условию отстройки от тока возбудителя при двойной форсировке возбуждения по выражению (2.65). Принимая $k_{\text{ОТС}} = 1,2$, $k_{\text{В}} = 0,95$ и $I_{\text{ВОЗБ.ВН}} = 2000 \times \times 0,66/15,75$, получим

$$I_{\text{CЗ}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot 2I_{\text{ВОЗБ.ВН}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2 \cdot 2000 \cdot \frac{0,66}{15,75} = 211,7 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ в относительных единицах по выражению (2.67) будет равен

$$I_{\text{CP}} = \frac{I_{\text{CЗ}}}{K_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{БАЗ}}} = \frac{211,7}{600/5 \cdot 5} = 0,36 \text{ о. е.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ при КЗ на стороне НН трансформатора системы возбуждения определяется по выражению (2.68)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{CЗ}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{CЗ}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1570}{211,7} = 6,4.$$

Величина коэффициента чувствительности превышает 1,5, следовательно, требование необходимой чувствительности обеспечивается. Выдержка времени на срабатывание защиты согласуется с временем действия защиты от перегрузки в цепи ротора и принимается равной 1,0 с.

Результаты расчета токовых защит трансформатора системы возбуждения генератора приведены в табл. 4.25.

Таблица 4.25

Уставки защиты ротора генератора от перегрузки

Наименование величины	Диапазон изменения	Шаг изменения	Значение величины
Ток срабатывания токовой отсечки, о. е.	3,0–12,0	0,1	3,2
Ток срабатывания МТЗ, о. е.	0,02–2,4	0,01	0,36
Время срабатывания МТЗ, с	0,1–20,0	0,1	1,0

4.4.21. Реле тока обдува трансформаторов

Реле тока обдува трансформатора блока

Реле тока обдува срабатывает при нагрузке трансформатора блока, равной 40 % и 80 % от номинальной, и действует на запуск двигателей 1-й и 2-й ступеней системы охлаждения. Ток срабатывания реле отстраивается от номинального тока трансформатора блока на стороне ВН.

Вторичный ток срабатывания реле 1-й ступени обдува в относительных единицах равен

$$I_{CP}^I = \frac{0,4 I_{НОМ.Т}}{K_{ТТ} I_{БАЗ}} = \frac{0,4 \cdot 628}{1000 / 5 \cdot 5} = 0,25 \text{ о. е.}$$

Реле действует на включение двигателей 1-й ступени обдува системы охлаждения трансформатора блока.

Вторичный ток срабатывания реле 2-й ступени обдува в относительных единицах равен

$$I_{CP}^{II} = \frac{0,8 I_{НОМ.Т}}{K_{ТТ} I_{БАЗ}} = \frac{0,8 \cdot 628}{1000 / 5 \cdot 5} = 0,5 \text{ о. е.}$$

Реле действует на включение двигателей 2-й ступени обдува системы охлаждения трансформатора блока.

Реле тока обдува трансформатора собственных нужд

Реле тока обдува срабатывает при нагрузке трансформатора собственных нужд, равной 40 % от номинальной, и действует на запуск двигателей системы охлаждения. Ток срабатывания реле отстраивается от номинального тока трансформатора собственных нужд на стороне ВН.

Вторичный ток срабатывания реле обдува в относительных единицах равен

$$I_{CP} = \frac{0,4 I_{НОМ.ТСН}}{K_{ТТ} I_{БАЗ}} = \frac{0,4 \cdot 1174,4}{600 / 5 \cdot 5} = 0,78 \text{ о. е.}$$

Реле действует на включение двигателей обдува системы охлаждения трансформатора собственных нужд.

4.4.22. Реле контроля тока для блокировки РПН

Реле контроля тока для блокировки РПН действует на блокировку устройства регулирования напряжения под нагрузкой у ТСН при токе нагрузки, равном $2I_{\text{НОМ}}$.

Вторичный ток срабатывания реле в относительных единицах равен

$$I_{\text{CP}} = \frac{2I_{\text{НОМ.ТСН}}}{K_{\text{ТТ}} I_{\text{БАЗ}}} = \frac{2 \cdot 1174,4}{600 / 5 \cdot 5} = 3,9 \text{ о.е.}$$

Реле действует на блокировку РПН трансформатора собственных нужд.

4.4.23. Устройство резервирования отказа выключателя ВН блока

Ток срабатывания реле тока УРОВ принимается в диапазоне 0,05–0,1 от номинального (или базисного) тока элемента.

Вторичный ток срабатывания реле тока УРОВ в относительных единицах равен

$$I_{\text{CP}} = \frac{0,1I_{\text{НОМ.Т}}}{K_{\text{ТТ}} I_{\text{БАЗ}}} = \frac{0,1 \cdot 628}{1000 / 5 \cdot 5} = 0,06 \text{ о.е.}$$

Выдержка времени на срабатывание УРОВ согласно уравнению (2.73) принимается $t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{В.З}} + t_{\text{ПОГР.РВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,15 + 0,05 + 0,05 + 0,05 = 0,3 \text{ с}$, где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ – время отключения выключателя, $t_{\text{ОТКЛ.В}} = 0,15 \text{ с}$; $t_{\text{В.З}}$ – время возврата защиты, $t_{\text{В.З}} = 0,05 \text{ с}$; $t_{\text{ПОГР.РВ}}$ – погрешность реле времени защиты, $t_{\text{ПОГР.РВ}} = 0,05 \text{ с}$; $t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, $t_{\text{ЗАП}} = 0,05 \text{ с}$.

Устройство резервирования отказа выключателя стороны ВН блока действует через выходные промежуточные реле дифференциальной защиты сборных шин ВН на отключение выключателей всех присоединений системы или секции СШ.

4.4.24. Защита от дуговых замыканий в шкафах КРУ вводов 6,3 кВ ТСН

Пуск защиты от дуговых замыканий происходит при токе, равном току срабатывания МТЗ на стороне 15,75 кВ трансформатора собственных нужд:

- в именованных единицах $I_{C3} = 2650 \text{ А}$;
- в относительных единицах $I_{CP} = 1,76 \text{ о. е.}$

Защита от дуговых замыканий действует без выдержки времени.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 октября 2010 г. М. : КНОРУС, 2010.
2. Шмурьев И. А. Цифровые реле защиты / И. А. Шмурьев. М. : НТФ «Энергопрогресс», 1999.
3. РЗА станционного оборудования [Электронный ресурс] / ООО НПП «ЭКРА». Режим доступа: http://ensor.ru/files/equipment/catalog/Katalog_SO.pdf. Загл. с экрана.
4. РЗА станционного оборудования. ТО цифровых защит. Цифровые защиты генераторов, трансформаторов, блоков генератор-трансформатор, электростанций. Техническое описание [Электронный ресурс] / ООО НПП «ЭКРА». Режим доступа: <http://www.ekra.ru/dokumentaciya/rza-strancionnogo-oborudovaniya-doc/>. Загл. с экрана.
5. Стандарт организации СО СТО 59012820.27.100.002-2013. Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности. М. : ОАО «СО ЕЭС», 2013.
6. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 5. Релейная защита блоков генератор-трансформатор и генератор-автотрансформатор. М. : Энергия, 1963.
7. Вавин В. Н. Релейная защита блоков турбогенератор-трансформатор / В. Н. Вавин. М. : Энергоиздат, 1982.
8. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства НПП «ЭКРА». Стандарт организации. СТО 56947007-29.120.70.99-2011. М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2011.
9. РЗА станционного оборудования 6–35 кВ. ЭКРА2111 [Электронный ресурс] / ООО НПП «ЭКРА». Режим доступа: <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-stancionnogo-oborudovaniya-6-35kV>. Загл. с экрана.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ЗАЩИТЫ ЭЛЕМЕНТОВ ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	5
1.1. Защиты генераторов, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения.....	5
1.2. Защита повышающих трансформаторов (трансформаторов связи с системой) и трансформаторов собственных нужд	9
1.3. Защита блоков генератор-трансформатор.....	10
1.4. Защита сборных шин и ошиновок электростанций	18
2. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ ЭЛЕМЕНТОВ ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	19
2.1. Общие сведения о микропроцессорных устройствах защиты	19
2.2. Микропроцессорные защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор НПП «ЭКРА»	27
2.2.1. <i>Общая характеристика шкафов серии ШЭ111Х</i>	<i>27</i>
2.2.2. <i>Характеристика терминала защит шкафов серии ШЭ111Х.....</i>	<i>31</i>
2.2.3. <i>Устройство и работа комплекса защит.....</i>	<i>32</i>
2.2.4. <i>Примеры использования шкафов серии ШЭ111Х.....</i>	<i>36</i>
2.3. Описание микропроцессорных защит шкафов серии ШЭ111Х и расчет их параметров	43
2.3.1. <i>Дифференциальные защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор</i>	<i>43</i>
2.3.2. <i>Защиты генераторов от замыканий на землю в обмотке статора.....</i>	<i>52</i>
2.3.3. <i>Защиты генератора от асинхронного режима.....</i>	<i>75</i>
2.3.4. <i>Защиты, реагирующие на изменения напряжения, частоты и мощности.....</i>	<i>87</i>
2.3.5. <i>Резервные защиты от повреждений и защиты от перегрузок.....</i>	<i>92</i>
2.3.6. <i>Токовые защиты трансформаторов блока, системы возбуждения и собственных нужд.....</i>	<i>108</i>

2.3.7. Защиты ротора генератора.....	115
2.3.8. Измерительные органы тока и напряжения.....	122
2.3.9. Устройства контроля синхронизма, изоляции высоковольтных вводов, исправности цепей переменного напряжения, изоляции на стороне НН трансформатора, резервирования отказа выключателей	123
2.3.10. Устройства защиты, получающие сигналы срабатывания от внешних измерительных органов	131
2.4. Защита сборных шин электростанций.....	132
2.4.1. Защита сборных шин стороны ВН электростанций....	132
2.4.2. Защита сборных шин генераторного напряжения	132
3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ ГЕНЕРАТОРОВ, РАБОТАЮЩИХ НА СБОРНЫЕ ШИНЫ.....	133
3.1. Главная электрическая схема ТЭЦ и параметры ее элементов.....	133
3.2. Выбор микропроцессорных защит генераторов и их краткая характеристика	135
3.3. Расчет токов короткого замыкания.....	142
3.4. Расчет параметров защит генератора ТЭЦ	143
3.4.1. Продольная дифференциальная защита генератора....	143
3.4.2. Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора (с наложением 25 Гц).....	145
3.4.3. Защита генератора от потери возбуждения	145
3.4.4. Защита генератора от повышения напряжения	147
3.4.5. Защита генератора от обратной мощности	148
3.4.6. Защита от симметричных перегрузок с интеграль- ным органом.....	149
3.4.7. Защита от несимметричных перегрузок с интеграль- ным органом.....	150
3.4.8. Дистанционная защита.....	152
3.4.9. Защита ротора от перегрузки	155
3.4.10. Защита ротора от замыканий на землю	157
3.4.11. Токовые защиты трансформатора системы возбуждения	157
3.4.12. Устройство контроля изоляции на стороне генераторного напряжения	158
3.4.13. Устройство резервирования отказа выключателя генератора.....	159

4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР	160
4.1. Главная электрическая схема блока генератор-трансформатор и параметры ее элементов.....	160
4.2. Выбор микропроцессорных защит блока генератор-трансформатор и их краткая характеристика	162
4.3. Расчет токов короткого замыкания.....	175
4.4. Расчет параметров защит блока генератор-трансформатор ...	176
4.4.1. Продольная дифференциальная защита генератора....	176
4.4.2. Поперечная дифференциальная защита генератора....	178
4.4.3. Дифференциальная защита трансформатора блока ...	179
4.4.4. Дифференциальная защита блока генератор-трансформатор	182
4.4.5. Дифференциальная защита трансформатора собственных нужд	182
4.4.6. Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	185
4.4.7. Защита от потери возбуждения генератора	187
4.4.8. Защита генератора от асинхронного режима без потери возбуждения.....	189
4.4.9. Защита генератора от повышения напряжения	191
4.4.10. Защита генератора от перевозбуждения	192
4.4.11. Защита генератора от обратной мощности	193
4.4.12. Защита от изменения частоты.....	194
4.4.13. Защита от симметричных перегрузок с интегральным органом.....	195
4.4.14. Защита от несимметричных перегрузок с интегральным органом	196
4.4.15. Дистанционная защита.....	198
4.4.16. Защита нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне ВН блока	203
4.4.17. Защита ротора от перегрузки	206
4.4.18. Защита ротора от замыканий на землю	207
4.4.19. Максимальные токовые защиты трансформатора собственных нужд блока	208
4.4.20. Токовые защиты трансформатора системы возбуждения	213
4.4.21. Реле тока обдува трансформаторов	215

4.4.22. Реле контроля тока для блокировки РПН	216
4.4.23. Устройство резервирования отказа выключателя ВН блока	216
4.4.24. Защита от дуговых замыканий в шкафах КРУ вво- дов 6,3 кВ ТСН	217
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	218

Учебное издание

Федотов Владимир Павлович, **Федотова** Лидия Адамовна

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ
МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ
ГЕНЕРАТОРОВ И БЛОКОВ
ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР**

Компьютерный набор *авторский*
Компьютерная верстка *В. К. Матвеева*

Подписано в печать 10.11.2014. Формат 70×100 1/16.
Бумага писчая. Плоская печать. Гарнитура Times New Roman.
Усл. печ. л. 18,06. Уч.-изд. л. 11,2. Тираж 75 экз. Заказ № 1505.

Издательство Уральского федерального университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: 8(343)375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620075, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: 8 (343) 350-56-64, 350-90-13
Факс 8 (343) 358-93-06
E-mail: press-urfu@mail.ru

